

Håkon Sølberg
Marius Vaagen
Ovidiu M. Jurca

Dimensjonering av mikrogrid til bruk i utviklingsland

Veileder: Pål Keim Olsen
Trondheim, Vår 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk

Bacheloroppgave

Oppgavens tittel: Dimensjonering av microgrid til bruk i utviklingsland Project title: Dimensioning of a microgrid for use in a development country.	Gitt dato: 11.01.2021
	Innleveringsdato: 20.05.2021
	Gradering <input checked="" type="checkbox"/> åpent <input type="checkbox"/> lukket <input type="checkbox"/> åpent fra _____
	Antall sider/vedlegg 97/29
Gruppedeltakere: Håkon Sølberg Ovidiu Mihai Jurca Marius Vaagen	Veileder internt Pål Keim Olsen pal.keim.olsen@ntnu.no 73412059
Studieretning: Elkraftteknikk	Prosjektnummer: E2128
Oppdragsgiver: GridVille / IUG NTNU	Kontaktperson hos oppdragsgiver: Maurice Sudkamp 468 39 233

Forord

Denne bacheloroppgaven er det avsluttende arbeidet vårt ved elektroingeniørstudiet på NTNU. Oppgaven er skrevet av tre elever med hovedretning elkraftteknikk.

Gridville har som nyoppstartet gruppe ønsket en oppgave som kan ligge til grunn for byggefasen de skal starte på til høsten. Her ønsket de svar på hvilke energikilder som kan være gunstig for Nepal, hvordan driftsikkerheten kan ivaretas og hvordan et mikrogrid eksempelvis kan dimensjoneres.

Vi vil utnevne en spesiell takk til veileder Pål Keim Olsen som gjennom prosessen har besvart spørsmål og gitt oss gode tips underveis. Det rettes også takk til kontaktperson Maurice Sudkamp fra *Gridville* som har gitt oss god informasjon om prosjektet og alltid vært tilgjengelig. Takk til Bernhard Kvaal fra TrønderEnergi for informasjon fra deres erfaring med oppsett av mikronett på Byneset. Det rettes også takk til Ida Fuchs for deling av hennes erfaringer med solcelleinstallasjon i Nepal og lokale forhold.

Trondheim, mai 2021


Håkon Sølberg


Marius Vaagen


Ovidiu Mihai Jurca

Sammendrag

Hensikten med oppgaven er å dimensjonere størrelsen på komponenter i et driftsikkert mikrogrid basert på en lastprofil. Systemet skal testes i simuleringsprogram for å se hvor bra systemet fungerer. Kabler og vern er også dimensjonert for hånd og verifisert i programmet Febdok. Det ble undersøkt to scenario. I tillegg er håndberegningene og resultatene fra Homer Pro sammenlignet.

For PV-anlegget i case 1 viser resultatene i Homer god produksjon av solenergi for alle månedene i året. PSH er et mål som brukes til å vurdere hvor gunstig det vil være med utbygging av solenergi. PSH på over 3 vil si at det er nok solstråling til at det er gunstig å bygge ut. Lokasjonen har PSH-verdi på 4,7.

I case 2, som er en kombinasjon av både solceller og en småskala vindturbin, viser resultatene lav kapasitetsfaktor for vindressursene både ved håndberegninger og i simuleringen. Ved simuleringene av vindturbinen utnytter den aldri mer enn 40% av sin fulle kapasitet. Lave vindhastigheter og lavt lufttrykk gjør at lite energi blir overført til vindturbinen.

Simuleringene tilsier at sol vil være det rimeligste og mest praktiske av energikildene. Nepal har mye solinnstråling selv gjennom regnsesongen, og et hybridssystem er unødvendig så lenge batteribanken er godt nok dimensjonert.

Resultatene fra de forskjellige metodene brukt i oppgaven gir like resultater. Derfor er både bruk av håndberegninger fra [1] og Homer Pro noe Gridville kan bruke videre i sitt arbeid.

Abstract

The main purpose of this Bachelor's thesis is to choose the proper dimensions of the components of a microgrid based on a load profile. This system is then to be tested in a simulation software to check how reliable it is. Two cases have been researched. It is essential to verify if the calculations by hand and those from the simulation software are alike. This thesis has another goal, which is giving Gridville the fundamentals of a microgrid. It also covers the working method step by step of the project.

The first case using only solar panels, is based on the local PSH-value, which is a measurement that indicates how favorable a PV-system is at a specific location. A PSH-value above 3 indicates the solar radiation is worth the construction of a PV-system. The chosen location has 4,7 PSH. The simulation in Homer Pro of the first case, shows good results each month of the year.

The second case, with a small-scale wind turbine and solar panels, shows to be less profitable. The capacity factor is low, both from the simulation and the calculations by hand. The simulation presents that the wind turbine never use more than 40% of its maximum capacity. Low wind speed and air pressure influence the amount of energy induced into the turbine.

According to the simulation, solar energy is the most beneficial and practical choice. Nepal has a considerable amount of solar radiation even during the rainy season. A hybrid system with both solar and wind energy is unnecessary as long as the battery package is well-designed.

The results from different methods proved to be acceptable hence the small deviation. Based on that, is Homer Pro and the calculation presented in [1] tools Gridville can use.

Innholdsfortegnelse

Forord	iii
Sammendrag	v
Lister	xiii
1 Innledning	1
1.1 Motivasjon	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Avgrensninger	3
2 Teori	5
2.1 Mikrogrid	5
2.1.1 Oppbygging av mikrogrid i øymodus	6
2.1.2 Implementering av mikrogrid i Nepal	6
2.1.3 Lover, forskrifter og standarder med betydning for mikrogrid	9
2.2 Fornybare energikilder	10
2.2.1 Solenergi	10
2.2.2 Dimensjoneringsberegninger	15
2.2.3 Vindturbiner	17
2.3 Energilagring	22
2.3.1 Blysyrebatteri	26
2.4 Elektriske komponenter	26
2.4.1 Skilletransformator	27
2.4.2 AC/DC-likereetter	28
2.4.3 DC/AC-omformer	28
2.4.4 DC/DC-omformer	30

2.4.5	Koblinger	31
2.4.6	Vern	36
2.4.7	Jordingssystemet	39
3	Metoder	42
3.1	Datainnsamling	42
3.1.1	Vinddata	45
3.1.2	Solinnstråling	46
3.1.3	Temperatur	47
3.2	Dimensjoneringsfasen	47
3.2.1	Homer	48
3.2.2	Energilagring	50
3.2.3	Kabler og vern	50
4	Resultater: Dimensjonering	53
4.1	Datainnsamling	53
4.1.1	Lastanalyse	53
4.1.2	Solforhold	55
4.1.3	Vindforhold	55
4.1.4	Temperatur	56
4.2	Elektriske komponenter	58
4.2.1	Systemskisse	58
4.2.2	Fordelingssystem	58
4.2.3	Kabler og vern	60
4.2.4	Skilletransformator	62
4.2.5	DC/AC-omformer	63
4.2.6	Energilagring	64
4.3	Case 1: Kun sol	66
4.4	Case 2: Sol og vind	72
4.5	Simulering i Homer Pro	73
4.6	Kostnadsoversikt	88
5	Diskusjon	89
5.1	Solenergi i Nepal	89
5.1.1	Produksjon	89

5.1.2	Plassering og orientering	89
5.1.3	Økonomi	90
5.1.4	Usikkerhet	90
5.2	Vindenergi	91
5.2.1	Produksjon og potensial	91
5.2.2	Usikkerhet	91
5.3	Framtidig potensial	92
5.4	Vurdering av metode	92
6	Konklusjon	94
6.1	Energikilder	94
6.2	Energilagring	95
6.3	Videre arbeid	95
	Referanser	97
	Liste med vedlegg	103
	A NEK400	A1
	B Kabler og vern	B1
	C Fremgangsmåte for simulering i Homer Pro	C1
	D Databled komponenter	D1

Liste med figurer

2.1	Illustrasjon av et ikke-isolert mikrogrid [9].	6
2.2	Energibruk for husstander i avsidesliggende, semi-urbane og urbane områder i Nepal [16].	8
2.3	Elektriske applikasjoner brukt i avsidesliggende husholdninger i Nepal [16].	9
2.4	Tre typer solstråling [22].	11
2.5	Oppbygningen av et solcellepanel [26].	12
2.6	Viser hvordan solceller ofte er koblet sammen [28].	12
2.7	Verdier som viser solens posisjon i Berlin gjennom året for å illustrere air mass [30].	13
2.8	Testresultater fra rapport som tester solceller med skygge [32].	14
2.9	Azimuth- og tiltvinkel for solceller [34].	15
2.10	Prinsipiell skisse av en vindturbin [35].	18
2.11	Effektkurve for en vindturbin [24].	22
2.12	Modell av en transformator [41].	27
2.13	Skjematisk tegning av en likeretter [42].	28
2.14	Skjematisk tegning av DC/AC-omformer[42].	29
2.15	Effektivitetskurve for en DC/AC-omformer [1].	29
2.16	Skjematisk tegning av en buck-omformer [42].	31
2.17	Skjematisk tegning av en boost-omformer [42].	31
2.18	Stjernenett.	32
2.19	Soneinndeling for systemet.	32
2.20	Virkelig kobling av kabelfordelingen.	33
2.21	Utløsekarakteristikk for vern type B, C og D. [46].	37
2.22	Termisk og magnetisk utløsning. [46].	39
3.1	Flytskjema over metoden for dimensjoneringsprosessen.	42

3.2	Oppstartsfasen av planleggingen.	43
3.3	Lokasjoner av meteorologiske stasjoner og fysiografiske regioner [49].	44
3.4	3D-kart over valgt lokasjon i Google Earth.	44
3.5	Viser fasen etter lastanalysen.	47
3.6	Sammenligning av to D-kart som viser målte og kalkulerte verdier for vindhastigheten [55].	49
3.7	D-kart over målte og syntetiske soldata for et helt år [56].	50
4.1	Bildene over viser lastprofil for husholdningene [50].	54
4.2	Gjennomsnittlig global solinnstråling i Tila landsby [58].	56
4.3	Gjennomsnittlig solstråling per måned.	56
4.4	Vinddata for Jumla basert på ulike måneder og samlet data for fem år [59].	57
4.5	Gjennomsnittsverdier for temperatur. Verdier hentet fra PVGIS.	57
4.6	Plan for hybridsystemet.	58
4.7	Trefase TN-S-system [4].	59
4.8	Enlinjeskjema av kabler og vern i systemet, inkludert håndberegninger.	60
4.9	Systemskisse med vern skissert i AutoCAD.	61
4.10	Legende til figur 4.9	61
4.11	Utklipp fra studie i Kathmandu om optimal tilvinkel på solceller. [52].	69
4.12	Luftfoto fra Google Earth over valgt lokasjon.	70
4.13	Utklipp fra simuleringen av case 1	75
4.14	Solenergi per dag gjennom ett år i case 1.	76
4.15	Utklipp fra simuleringen av case 2	78
4.16	Sammenligning av total produksjon og forbruk i hybridanlegget.	79
4.17	Utgangseffekt per dag for PV-anlegget i Homer Pro over et helt år.	80
4.18	Utnyttet vindenergi per dag over ett år.	80
4.19	Utladning per dag gjennom ett helt år for batteripakken.	81
4.20	Kapasitetsfaktor for energigenereringen.	82
4.21	Sammenligning av utgangseffekten for AWS HC 5,1 kW ved ulike vindhastigheter.	83
4.22	Sammenligning av ulike tiltverdier for PV-anlegget i Homer Pro	84
4.23	Solcellenes produserte effekt.	85
4.24	Vindturbinens produserte effekt.	85
4.25	Sammenligning av energikildene for et helt år.	86
4.26	Sammenligning av produksjon av sol og vind i case 2	87

A.1	Eksempel på en solcellestreng.	A1
A.2	Eksempel på en omformer med 3 innganger.	A2
B.1	Enlinje-skjema av kabler og vern i systemet fra FEBDOK.	B5
B.2	Valg av type strømforsyning.	B6
B.3	Kurs 6.	B6
C.1	Valg av lokasjon.	C1
C.2	Valg av last.	C2
C.3	Skalert lastprofil.	C3
C.4	Valg av omformer.	C4
C.5	Valg av batteri for simulering.	C5
C.6	Valg av solceller	C7
C.7	Samling av algoritmene som brukes for å simulere Homer Pro [64].	C8
C.8	Valg av vindturbin.	C9
D.1	Datablad for DC/AC-omformer. ATO-OGI Series 6 kW Model 6048/6096.	D1
D.2	Datablad solceller [65].	D2
D.3	Datablad vindturbin [66].	D3
D.4	Datablad batteri [67].	D4
D.5	Batterikurver	D5
D.6	Batterikontroller case 1 [68].	D6
D.7	Batterikontroller og dump load: Case 2 [69].	7

Tabeller

2.1	Tabellen viser antall installerte MG i Nepal fram mot 2019 [13, 14].	7
2.2	Klassifikasjonsskala av vindenergipotensial [24].	19
4.1	Effektforbruk i løpet av en dag for husholdningene.	54
4.2	Oversikt over elektriske enheter, brukstid og effektforbruk [57].	55
4.3	Gjennomsnittlig solinnstråling per døgn for et helt år.	55
4.4	Verdier hentet fra Febdok for de ulike kursene i mikrogridet.	62
4.5	Viser totalt tilkoblet last for husstand H1 og H2.	63
4.6	Krav og utvalgte spesifikasjoner til en bestemt DC/AC-omformer [60].	65
4.7	Oppsummering av batteriets oppladningskapasitet.	66
4.8	Designoppsummering av PV-modul.	68
4.9	Utvalgte verdier fra datablad for solceller.	70
4.10	Resultat ved korreksjon for solinnstråling og temperatur for solcellepanel.	71
4.11	Behov og forslag til batterikontroller.	72
4.12	Sammenligning av utregning og simulerte verdier for vindturbin med radius på 2,6 meter.	83
4.13	Komponentenes kostnad for de ulike systemene.	88
4.14	Priser per kWh for de forskjellige systemene	88

Terminologi

Listen forklarer terminologi som blir benyttet senere i rapporten.

Forklaringer^[1]

Sentralisert system	Et større kraftsystem som ofte er statlig eid, med regulert monopol med sentralisert kontroll og koordinering av generasjon, overføring og distribusjon. Slike systemer leverer over store geografiske områder.
Desentralisert system	Sammensatt av enheter der generasjon og distribusjon ikke har koordinert interaksjon med andre enheter.
Off-grid/øymodus	Et elektrisk system som er frakoblet hovednettet.
Hybrid	Et system i øymodus som benytter to eller flere teknologier for energiutnyttelse til å produsere elektrisitet, for eksempel både solceller og vindturbin.
Småskala	Et system som har kraftproduksjon opp mot 5 MW. Et mikrogrid i denne størrelsen er normalt sett stort og kan levere energi til flere tusen husstander.
Mikrogrid	Et system som leverer til flere brukere, og kan både være koblet til hovednettet eller i øymodus. Leverer typisk mindre enn 100 kW og ofte mindre enn 10 kW.
Topplast	Maksimal last konsumert av en eller flere forbrukere innen en gitt tid, for eksempel en dag.
Lastprofil	Viser grafisk hvordan gjennomsnittlig forbruk varierer i løpet av dagen.

Samtidighetsfaktor	Forholdet mellom topplast og effekten som skjer ved samtidig bruk av alle applikasjoner.
Global horisontal solinnstråling	Total solinnstråling fra solen på en horisontal flate på jorden. Det er summen av direkte solinnstråling og diffus horisontal solinnstråling.
Derating factor	Dimensjoneringsfaktor som tar hensyn til blant annet tap i kabler, skygge, snø, aldring og effektivitet for PV-anlegget.
Kapasitetsfaktor	Gjennomsnittlig utgangseffekt delt på maksimal effektkapasitet.

Liste med symboler

V	Spending [V]
I	Strøm [A]
S	Tilsynelatende effekt [VA]
P	Effekt [W]
$\cos(\phi)$	Effektfaktor
R	Motstand [Ω]
ρ	Resistivitet [Ω/km]
η	Virkningsgrad [%]
m	Masse [kg]

Liste med forkortelser

AC	Vekselstrøm
AGM	Absorbed Glass Mat
Ah	Amperetimer
Al	Aluminium
Cu	Kobber
DC	Likestrøm
DoD	Depth of Discharge.
ELV	Extra low voltage
FEL	Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg
HAWT	Horizontal-axis wind turbines
HF	Hovedfordeling
GF	Gruppefordeling
IUG	Ingeniører Uten Grenser
LPG	Liquefied Petroleum Gas
M/jfb	Med jordfeilbryter
MG	Mikrogrid
MOH	Meter over havet
MPPT	Maximum power point tracker

NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
PELV	Protective extra low voltage
PEX	Kryssbundet polyetylen
PM	Permanentmagnet
PSH	Peak sun hours
PV	Photovoltaic
PVC	Polymertypen polyvinylklorid
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PWM	Pulse Width Modulator
SLA	Sealed lead-acid
SoC	State-of-charge
THD	Total Harmonic Distortion
TSR	Tip-speed ratio
WECS	Wind Energy Conversion System.
WPD	Wind Power Density

Kapittel 1

Innledning

Den 25. september 2015 godtok alle FNs medlemsland 17 bærekraftsmål som skal jobbe mot ulikhet, forsøke og bekjempe fattigdom og gjøre det man kan for å stoppe klimaendringene innen 2030 [2]. Selv nå i 2021 er det cirka 1,3 milliarder mennesker som ikke har tilgang til elektrisitet [3] og bærekraftsmål nummer 7 ønsker å gjøre noe med dette. Det må legges ned mye forskning på hvilke teknologier man kan bruke for at alle skal få tilgang på ren energi. Det må også brukes mye penger i utbygging av infrastruktur for å nå dette målet da mange av de som ikke har tilgang til strøm ofte er langt borte fra et etablert strømnett. Utviklingen av såkalte mikrogrid kan være en potensiell løsning som må til for å nå bærekraftsmål nummer 7.

Oppgaven er å dimensjonere et elementært mikronett i øymodus for en liten landsby i Nepal. Systemet skal være driftssikkert og basert på fornybare energikilder og batterilagring. Sol og vind er de to energikildene som blir undersøkt og benyttes videre. De elektriske komponentene, solcellene og vindturbinen i anlegget blir dimensjonert og valgt fra det som er tilgjengelig på markedet. Kabler og vern i systemet baseres på NEK400 [4].

Dette kapittelet presenterer bakgrunnen for prosjektet. Videre vil hensikten og motivasjonen bli introdusert sammen med problemstillingen. Til slutt kommer avgrensninger og disposisjon for bacheloroppgaven.

1.1 Motivasjon

Av de ulike strømforsyningmetodene for avsidesliggende landsbyer i utviklingsland, kan et mikrogrid i øydrift basert på fornybare energikilder anses å være blant de beste alternativene. Utbygging av hovednettet krever for tiden store investeringer fra staten og hjelpeorganisasjoner.

Likevel må man ta i betraktning at mange øde landsbyer har helt spesielle karakteristikk i form av mangel på infrastruktur, vanskelig geografisk terreng og spredd befolkning. I tillegg er de økonomiske mulighetene begrenset grunnet lavt strømbehov som resulterer i dårlig avkastning i investeringene. I disse tilfellene vil ikke utbygging av hovednettet være foretrukket eller kosteffektivt [5].

Utfordringer og potensial

For innbyggere uten teknisk kompetanse eller kjennskap til elektrisitet, kan integrering av et mikrogrid by på ulike utfordringer tilknyttet driftssikkerhet og brukervennlighet. I en feltrapport fra Kalinchowk i Nepal i samarbeid med IUG, hadde Ida Fuchs besøkt et av hjemmene der det allerede var blitt installert solcellepanel. Der sto batteriet nært kjøkkenet, batteripolene var ikke tildekt og ladekontrolleren satt opp feil vei.

Selv om komponentene i mikrogridet må være driftssikkert, må også innbyggerne få en grunnleggende forståelse for utstyret før det blir tatt i bruk. Det starter med enkle ting som at ladekontrolleren må være montert riktig vei med tilkoblingspolene ned, slik at ikke vann har enkel tilgang til polene, som igjen kan forårsake kortslutning. Riktig lokasjon for stasjonære batteri i hjemmene og det å forhindre enkel tilgang til elektriske komponenter i barnefamilier blir dermed viktig for sikkerheten [6].

God og sikker opplæring innen bruk av solcellepanel, batteri og kontrollsystem vil være en viktig del av oppstartsfasen. En slik opplæring kan forlenge levetiden til mikrogridet ved kunnskap om vedlikehold av komponentene. At systemet blir kontrollert og får jevnlig inspeksjoner av fagfolk i ettertid av implementeringen er kritisk for å opprettholde lang levetid og god standard.

Flere faktorer må bli vurdert før man implementerer et kraftsystem basert på fornybare energikilder. Langtidsdata for solstråling og vindmåling fra området bør innhentes, helst for et helt år før man tar en avgjørelse for om installering av mikrogrid er gunstig. Dermed kan man anta tilgjengelig energi og effektutnyttelsen av det.

1.2 Problemstilling

Samarbeidet med Gridville er å dimensjonere et mikrogrid for en liten landsby i Nepal. Ønsket er at oppgaven skal gi Gridville et godt grunnlag som de kan utvikle videre. Planen er en versjon av mikronettet her i Trondheim som skal testes ut. Så vil det bli kopiert av universitetet i Kathmandu som skal bygge det i Nepal.

Bakgrunnen for oppgaven er at Nepal består av mange fjell og landsbyer som ligger langt unna det etablerte strømmettet. Dette gjør det vanskelig og ikke minst kostbart å bygge ut et sentralt kraftnett for alle. Selv om Nepal har et ganske godt utbygd strømmett så mangler fortsatt cirka 1,4 millioner innbyggere tilgang til elektrisitet. Følgende problemstilling er valgt:

Problemstilling

Hvordan kan man dimensjonere et driftsikkert mikrogrid i øydrift for en liten landsby i Nepal med produksjon fra sol- og vindkraft?

Følgende mål for oppgaven ble definert i forprosjektet [7]:

- Prosjektet skal forbedre levekår i utfordrende området der energifattigdom er en realitet.
- Sikkert, velfungerende og elementært system som kan driftes av lokale.
- Skal dimensjonere et mikrogrid som er i stand til å drifte fire hus i Nepal i øydrift.
- Systemet skal være trygt. Det må følge lover og normer i Norge eller spesifikke krav i Nepal.

1.3 Avgrensninger

- Har valgt å se på fire hus. Lastprofilen er for to typer hus i Nepal. Denne landsbyen vil bestå av to hus av den ene typen og to hus av den andre typen.
- Et isolert system i øymodus er det oppgaven vil se på
- Skal hovedsakelig vurdere sol og vind som energikilder i mikrogridet.
- Mikrogridet skal klare å forsyne disse husene med nok energi til å bruke lys, lade telefoner, se tv og benytte enkle matlagingsartikler som vannkoker og riskoker. Oppvarming vil skje på andre måter enn ved elektrisk forsyning, da antageligvis med ved og LPG som er mye brukt i Nepal.
- Skal ikke undersøke støy i enten DC-linjen eller i TN-S-systemet.
- Vil ta utgangspunkt i ferdigbygde komponenter, som omformere og transformatorer. oppgaven vil ikke gå inn på dimensjonering av eventuelle brytere eller mindre komponenter som finnes inne i disse ferdigbygde komponentene.

- Ikke gå inn i valg eller oppbygning av rommet som er referert til i kapittel 2.3.1. Her må det tas en casestudie med tanke på sikkerhet, spesielt om ventilasjon.

Kapittel 2

Teori

Kapittelet presenterer virkemåte, bakgrunn og formler for dimensjonering av de sentrale komponentene i et mikrogrid.

2.1 Mikrogrid

Et mikrogrid kan defineres som et sammenkoblet system av elektriske komponenter, energilagring og en eller flere typer energiproduksjon.

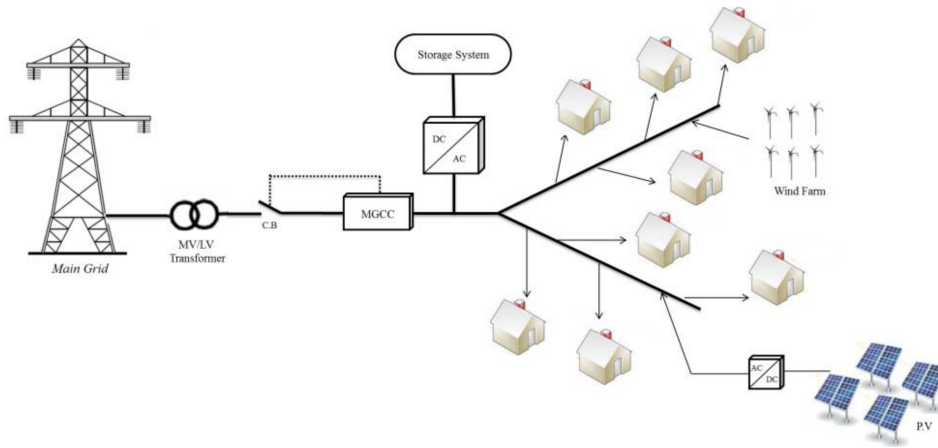
Det finnes to typer mikrogrid: isolert og ikke-isolert [8]. Isolerte mikrogrid er vanligvis et sted langt unna byer, hvor det vil være en økonomisk ulempe å koble systemet til det elektriske kraftsystemet. Derfor vil det være gunstig å designe systemet til å operere selvstendig.

Et ikke-isolert mikrogrid kan være et sted hvor man har tilgang til det elektriske kraftsystemet, og dermed kan det velges:

- Tilkoblet nettet.
- Øymodus.

Dette gjøres for å absorbere eller injisere effekt mellom de to enhetene. Valget tas av et kontrollsystem som analyserer energimarkedet for å optimalisere bruk, lagring og kjøp av energi.

Figur 2.1 viser et ikke-isolert mikrogrid. Ved bruk av effektbryteren (CB) og kontrollsystemet til mikronettet (MGCC) har anlegget muligheten å veksle mellom modusene. Modusen er alltid *øymodus* i et isolert nett [8].



Figur 2.1: Illustrasjon av et ikke-isolert mikrogrid [9].

2.1.1 Oppbygging av mikrogrid i øymodus

Fokuset blir isolert øydrift videre i oppgaven. Det som karakteriserer dette anlegget er egen-skapen til å produsere, lagre og forsyne effekt på et relativt begrenset sted.

Blanding av flere energikilder danner navnet hybrid-grid som kan være relevant når energibehovet øker. Etter en grundig analyse av stedet, kan man velge om installasjonen er i stand til å driftes bare med grønne energikilder, eller om man har behov for en dieselgenerator [1]. En av de fundamentale komponentene er et energilagringssystem som må være i stand til å dekke energibehovet i tilfeller hvor energikildene ikke klarer det. Spesielt i et helt grønt system som er basert på store forandringer i været både fra dag til dag og mellom sesonger.

Et isolert mikrogrid foretrekkes i situasjoner hvor det er utfordrene å installere en nettstasjon. Det kan være på grunn av natur eller omkostninger. Flere slike prosjekter har blitt gjennomført de siste årene på strategiske punkter, hvor flere kan dra nytte av det. For eksempel på helseinstitusjoner eller skoler. En av plassene hvor det er bygget ut et slikt system er i Ighombwe i Tanzania. Der leverer et isolert mikrogrid all strømmen til innbyggerene ved hjelp av solenergi og batterier [10, 11].

2.1.2 Implementering av mikrogrid i Nepal

Rundt 4,5% av befolkningen i Nepal har ikke tilgang til strøm [12]. Avsidesliggende landsbyer kan få elektrisitet enten gjennom utvidelse av eksisterende hovednett eller utbygging av mikrogrider. Avstanden fra energigenereringen til forbruker er stor. En utvidelse av eksisterende nett er upraktisk og dyrt. I slike tilfeller vil isolerte energisystemer være et gunstig alternativ.

Dagens mikrogrid-status i Nepal består av flere forskjellige typer teknologi og hybrider innen mikrogrid (MG). Tabell 2.1 viser en oversikt over installerte MG i Nepal fram mot 2019. Utbyggingen av sol og vind er vanligere å implementere, selv om kapasiteten til hvert anlegg med utnyttelse av vannressursene i vassdrag har langt høyere effektkapasitet og kan dekke flere husstander [12].

Generasjonstype	Antall installerte systemer	Total kapasitet [kW]	Antall husstander
Vann	3	1144	7796+
Sol og vind	10	333,2	409+
Sol	20	554,6	1400+
Sol, vind og vann	1	28	170+

Tabell 2.1: Tabellen viser antall installerte MG i Nepal fram mot 2019 [13, 14].

Tilgang til elektrisitet spiller en stor rolle i sosial-økonomisk utvikling. Økonomisk utvikling er både direkte og indirekte knyttet til energiforbruk. Derfor er det også et stort finansielt skille mellom innbyggere i urbane byer og avsidesliggende steder. Utbygging av alternative energikilder på disse stedene har gitt muligheten til å øke sysselsettingsmulighetene til befolkningen og gi barn tilgang til utdanning.

Bakgrunnsinformasjon

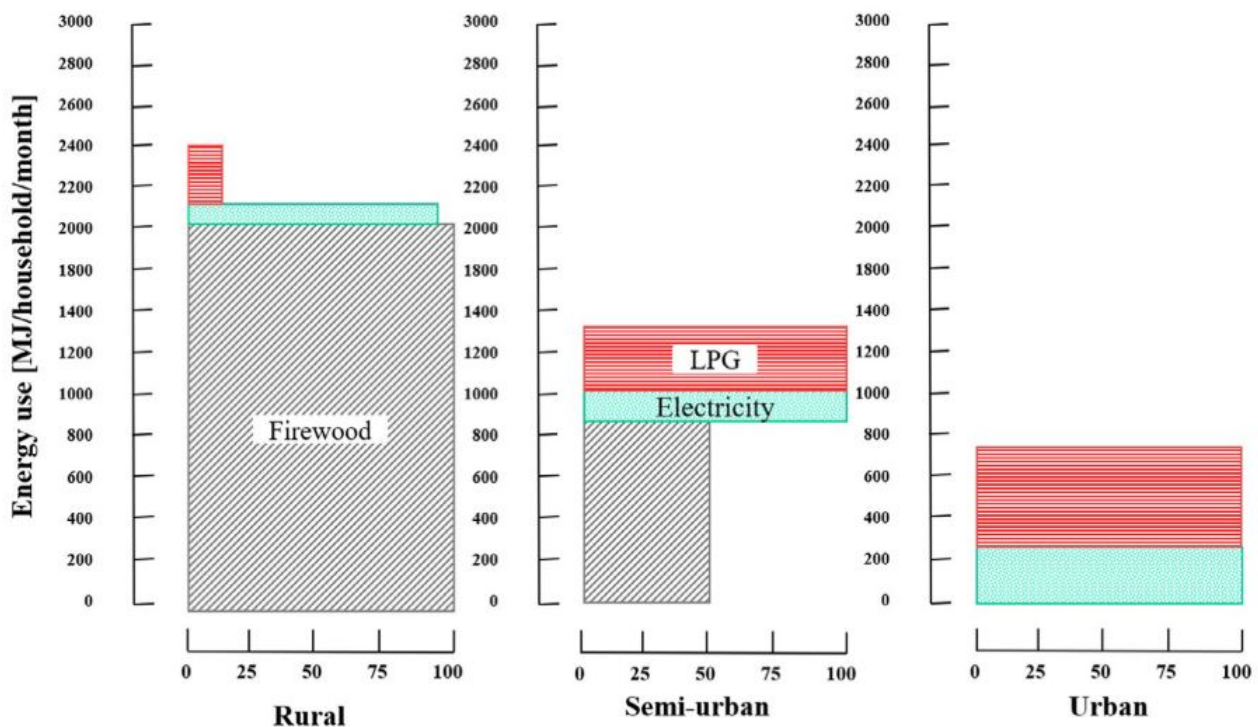
Geografisk sett er Nepal et ugunstig sted å bygge ut et strømnett. Landet ligger mellom 60 til 8848 meter over havet, der rundt 80% av befolkningen bor i avsidesliggende områder. I et land med 28 millioner innbyggere vil dette medføre et energiproblem der implementering av mikrogrid har vist seg å være en god løsning. Landet har lite fossile energikilder, men høy tilgang til fornybar energi, hovedsakelig vann- og solenergi [15].

I 1998 tok den nepalske regjeringen grep, med støtte fra utenlandske investorer, og startet det første femårige tilskuddsprogrammet innen solceller. Dette gjorde det mulig for familier i avsidesliggende områder å kjøpe solceller til 50% av markedsprisen. Dette tilskuddet ble over tid redusert med 10% hvert år, som gjorde at færre nepalere hadde råd til slik teknologi i hjemmene sine. Det er en direkte sammenheng mellom fattigdom og avstand fra bysentrum. Jo mer adskilt et samfunn er fra storbyene, jo fattigere er innbyggerne. Dette viser seg også i at transportkostnadene og større innsats kreves for å bygge og vedlikeholde kraftstasjoner i disse områdene [15].

Behov og energibruk

I en feltundersøkelse fra avsidesliggende landsbyer i Nepal er det forsøkt å kartlegge energibruk blant innbyggerne. Til sammen ble 114 husstander tilfeldig valgt ut til undersøkelsen. Husene besto av stein, tre, strå og jord. Distriktet som ble undersøkt heter Kalikot og ligger alt fra 300-5000 moh og har i overkant av 135 000 innbyggere. Figur 2.2 viser en sammenligning mellom energibruk i avsidesliggende, semi-urbane og urbane husstander i Nepal [16].

Undersøkelsen tok for seg energibruk innen LPG (flytende petroleumsgass), elektrisitet og ved. Den horisontale akse i figur 2.2 viser prosentandel av husstandene som benytter seg av de ulike energikildene, mens den vertikale viser energibruk i [MJ/husstand/måned]. Blant de 114 avsidesliggende husstandene benyttet samtlige ved som energikilde, som lå på 2080 MJ/husstand/måned. Ettersom 1 MJ tilsvarer 0,278 kWh, kan det regnes om til 578 kWh/husstand/mnd. I urbane husstander er de helt uavhengig av ved som energikilde og benytter kun LPG og elektrisitet. Den grønne delen i figuren representerer elektrisitetsbruk og den røde er energibruk innen LPG [16].

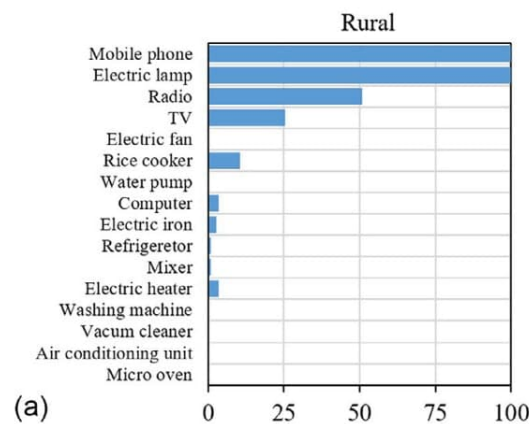


Figur 2.2: *Energibruk for husstander i avsidesliggende, semi-urbane og urbane områder i Nepal [16].*

For stor avhengighet av ved kan forårsake problemer både økonomisk, miljømessig og helselatert. For eksempel kan bruken av LPG til matlaging framfor ved redde millioner av mennesker

fra luftveissykdommer. Enklere tilgang til elektrisitet hjemme kan gjøre utdanning enklere for millioner av barn. Ved som energikilde bør bli byttet ut med ren og fornybar energi i avsidesliggende landsbyer i Nepal [16].

De forskjellige elektriske applikasjonene som blir brukt i hushold er knyttet opp mot tilgang til elektrisitet, inntekt og klima. I figur 2.3 viser den horisontale aksens prosentandel av husholdninger som benytter de respektive applikasjonene i avsidesliggende strøk. Den vertikale aksens forteller hvilket type apparat. Alle husstandene benytter mobiltelefoner og elektriske lamper. I avsidesliggende strøk ser man at nesten ingen benytter mikrobølgeovn, elektriske vifter, vannpumper eller støvsugere [16].



Figur 2.3: Elektriske applikasjoner brukt i avsidesliggende husholdninger i Nepal [16].

2.1.3 Lover, forskrifter og standarder med betydning for mikrogrid

Selv om prosjektet er planlagt med tanke på installasjon i utlandet, skal det baseres på de gjeldende lover, forskrifter og standarder i Norge.

De relevante lovene når det gjelder etableringen av mikrogrid er:

- Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) [17].
- Lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr (el-tilsynsloven)[18].
- Lov om planlegging og byggesaksbehandling (plan- og bygningsloven) : § 20-1 , § 20-2, § 31-2 [19].

Standardene som ble brukt aktivt eller undersøkt for å sikre påliteligheten:

- Elektriske lavspenningsinstallasjoner, NEK 400:2018.

- IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems, IEEE Std 1547.4™-2011.
- IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid, IEEE Std 2030.9™-2019.
- Draft Standard for DC Microgrids for Rural and Remote Electricity Access Applications, P2030.10/D07.
- Microgrids, Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification, NEK IEC TS 62898-1:2017.
- Vindturbiner, Del 2: Små vindturbiner, NEK EN 61400-2:2014.

2.2 Fornybare energikilder

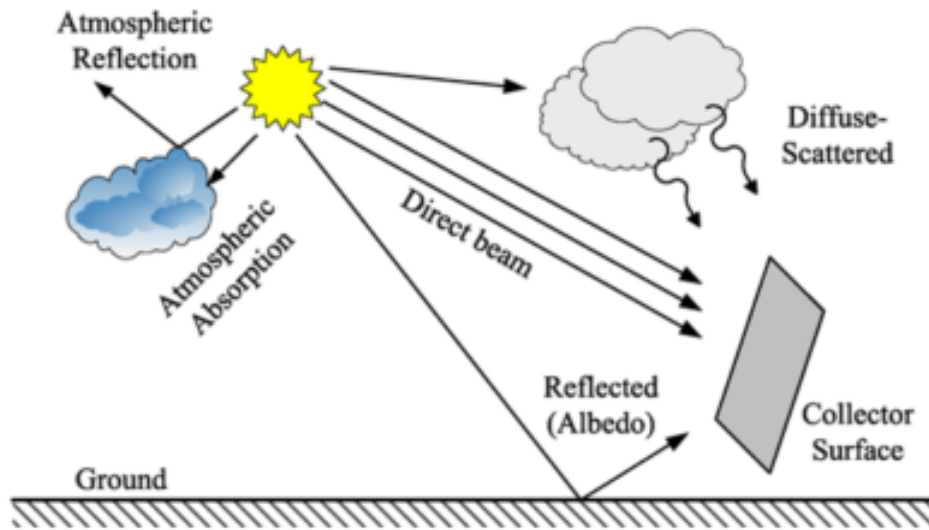
2.2.1 Solenergi

Sola stråler ut så mye energi, at hvert år så får jorden mellom 6000-10000 ganger mer energi fra sola enn det mennesker bruker. [20]. Sola produserer enormt mye overskuddsvarme ved hjelp av fusjon. Denne overskuddsvarmen i form av stråling reiser gjennom de forskjellige lagene i sola og videre til jorden [21]. Når strålingen fra sola reiser mot jorden er det ikke alltid at den kommer fram uten å treffe noen hindringer. Derfor bruker man å dele opp strålingen som treffer jorda i tre deler: direkte stråling, reflektert stråling og diffus stråling. Som man kan se på figur 2.4 vil noe av sollyset gå uforstyrret fram til *collector surface*, dette vil være den direkte strålingen. Den reflekterte strålingen vil treffe objekter en annen plass en "collector surface", men vil bli reflektert mot det punktet. Den siste typen stråling er den diffuse strålingen og vil være når solstrålene ikke rekker uhindret fram, men typisk blir hindret av skyer. Da vil den direkte solstrålingen gå inn i for eksempel skyer. Der vil lyset både reflekteres og spres på en annen måte om skyene ikke hadde vært der [23].

Solenergipotensial

Daglig solenergipotensial er beskrevet som maksimale soltimer (PSH). Disse er definert som antall timer med konstant basestråling. Ved ideelle forutsetninger uten skyer og maksimal soleksponering, kan total solinnstråling ved bakkenivå være rundt $1000 \frac{W}{m^2}$, kjent som basestrålingen. I ligningen under er R_B basestrålingen, R_i er strålingen målt ved time i . Avhengig av verdiene til årlig gjennomsnittlig PSH, er det mulig å avgjøre om lokasjonens solressurser er tilfredstil-

K. E. Holbert and D. Srinivasan



Figur 2.4: Tre typer solstråling [22].

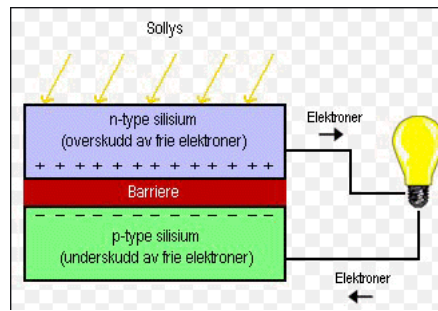
lende nok for utbygging av solcelleanlegg. Man kan si at en PSH på 3 kan bli sett på som egnet for generering av solenergi [24]:

$$PSH = \frac{1}{R_B} \sum_i^{24} R_i \quad (2.1)$$

Solceller

Solceller består ofte av halvlederelementet silisium. Silisium kan ofte deles opp i to typer som monokrystallinske og multikrystallinske celler. En monokrystallinsk celle består av kun en krystall som den blir saget ut av. Den multikrystallinske cellen består flere individuelle krystaller. Dette er som regel de to mest brukte typene, men det finnes ofte andre typer der man damper halvledermaterialet på en plate av for eksempel glass [25]. Solceller er som oftest laget av to plater silisium som er ”dopet”. Den ene er P-dopet, noe som vil si at deler av silisiumatomene byttes ut med bor. Bor har bare tre elektroner i ytterste skall. Dette sørger for at det blir en ledig elektronposisjon i bindingen. Den andre platen er N-dopet, noe som vil si at deler av silisiumatomene er byttet ut med grunnstoffet fosfor. Fosfor har fem elektroner i ytterskallet. Dette fører til et overflødig elektron når silisium og fosforet bindes sammen.

Når de to platene settes sammen vil platen som er P-dopet trekke på det frie elektronet som ikke er med i elektronparbindingen på N-platen. Da vil det dannes et elektrisk felt som på figur 2.5. Når fotoner treffer elektroner i grenseflaten mellom platene kan det slå løs elektroner som finnes i det elektriske feltet. Da vil det frie elektronet normalt gå til N-platen. På grunn av

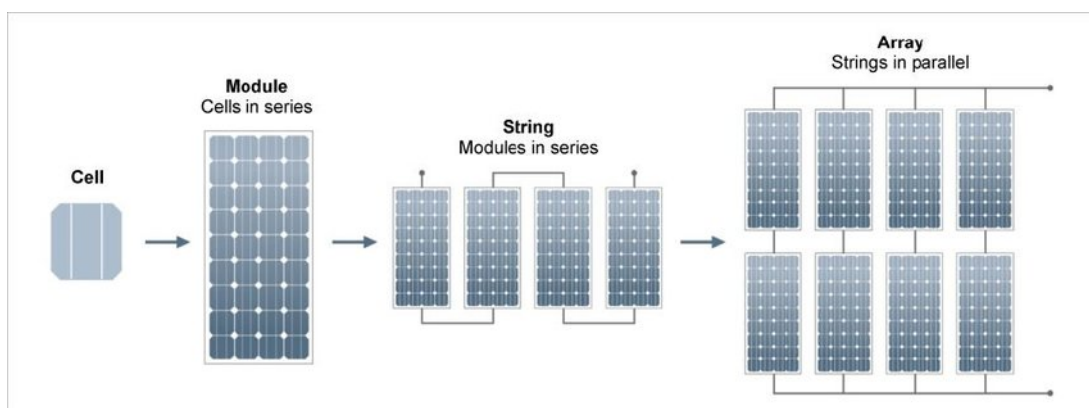


Figur 2.5: Oppbygningen av et solcellepanel [26].

det elektriske feltet klarer ikke da det frie elektronet å gå tilbake til den ledige plassen som da blir igjen på P-platen. Hvis det kobles en ledning mellom som vist på figur 2.5, vil elektronene få en vei å gå [27].

Sammenkobling av solceller

Ett solcellepanel er ofte ikke nok for å oppnå ønsket systemspenning eller strøm i et kraftsystem. Det betyr at man ofte kobler flere solceller i både serie og parallell som vist i figur 2.6. Når solceller kobles i serie kalles det ofte en streng. Når flere strenger eller enkeltpaneler kobles i parallell blir det ofte kalt et *array*. For å vite hvordan panelene skal stilles opp må forventet spenning i forhold til ønsket spenning på systemet regnes ut. Hvordan man ender opp med å koble panelene er også avhengig av andre variabler som tilgjengelig plass, retning på sol og andre variabler som blir nevnt senere.



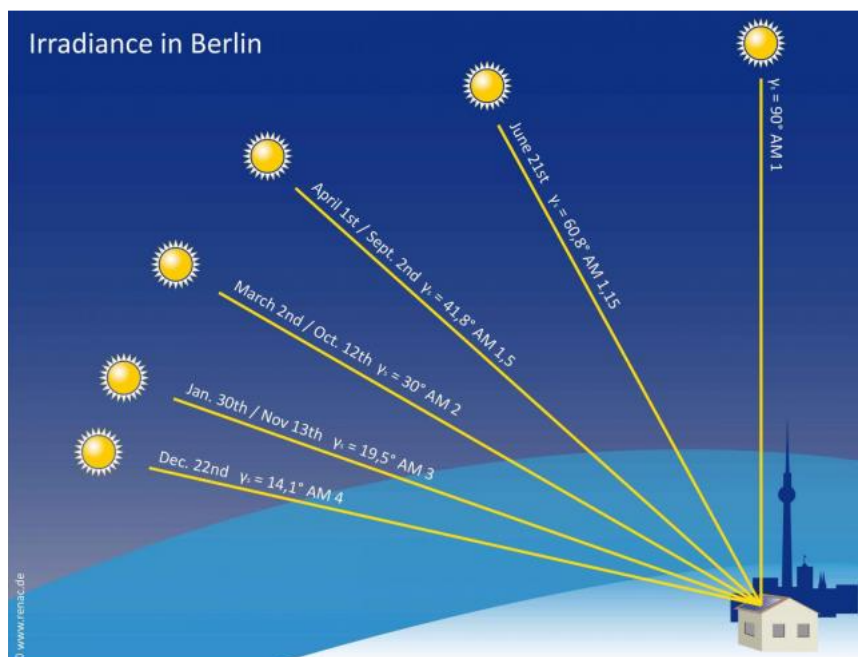
Figur 2.6: Viser hvordan solceller ofte er koblet sammen [28].

Albedoverdi

Når man skal dimensjonere solceller må man ta hensyn til albedoeffekten. Albedoverdien er en verdi mellom 0 og 1 som forteller hvor godt omgivelsene reflekterer sollyset og dermed hvor kraftig det reflekterte sollyset blir. Albedoverdien brukes som en faktor for å finne det reflekterte lyset fra overflaten. Høyere albedoverdi vil bety at mer av strålingen som treffer overflaten vil reflekteres tilbake. Nysnø er noe av det som typisk har en høy albedoverdi. Den kan ofte være helt oppe på 0,8. Dette betyr at mesteparten av strålingen reflekteres. Sort asfalt derimot kan ha en albedoverdi helt nede på 0,15 [22]

Air mass

Hvor mye solstråling som kommer fram til solcellene blir påvirket av relativt mange variabler, som helningen på jorden i forhold til solen, jorden sin egen rotasjon rundt seg selv og *air mass*. Air mass er en verdi som beskriver solens posisjon over solcellene og hvor mye påvirkning atmosfæren vil ha på solstrålingen. På figur 2.7 ser man vinkelen solen vil ha i forhold til en plass i Berlin [29]. Grunnen til at denne vinkelen varierer er på grunn av at jordens vinkel varierer



Figur 2.7: Verdier som viser solens posisjon i Berlin gjennom året for å illustrere air mass [30].

i forhold til sola gjennom året. Den nordlige halvkule lener bort fra sola på vinterhalvåret og mot sola på sommerhalvåret. Air mass går ut på hvor mye av atmosfæren solstrålingen må gjennom. Dette har mye å si på hvor mye energi som kommer fram. Air mass regnes ut fra

formel 2.2 under [29].

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2.2)$$

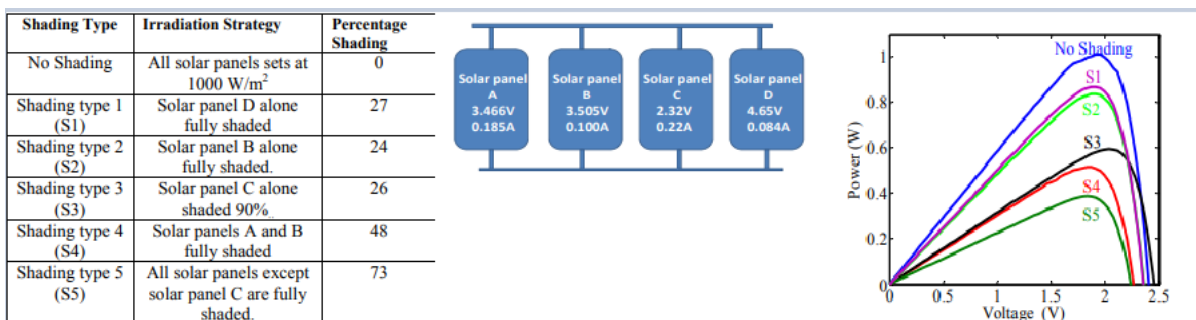
Der vinkelen θ_z er vinkelen solen har i forhold til bakken. Grunnen til at dette er viktig er at jo mer ortogonalt på solcellene solen er jo mindre atmosfære må solstrålene gjennom. Dette vil føre til at mest mulig energi kommer fram.

Plassering av solceller

Når man skal velge plassering av solceller er det flere variabler som bør tas hensyn til. Hvor skal solcellene stå og hvordan skal de monteres. Hvis man monterer solceller på en plass som er dårlig egnet for produksjon av solenergi vil utnyttelsesgraden av solcellene være lav.

Skygge

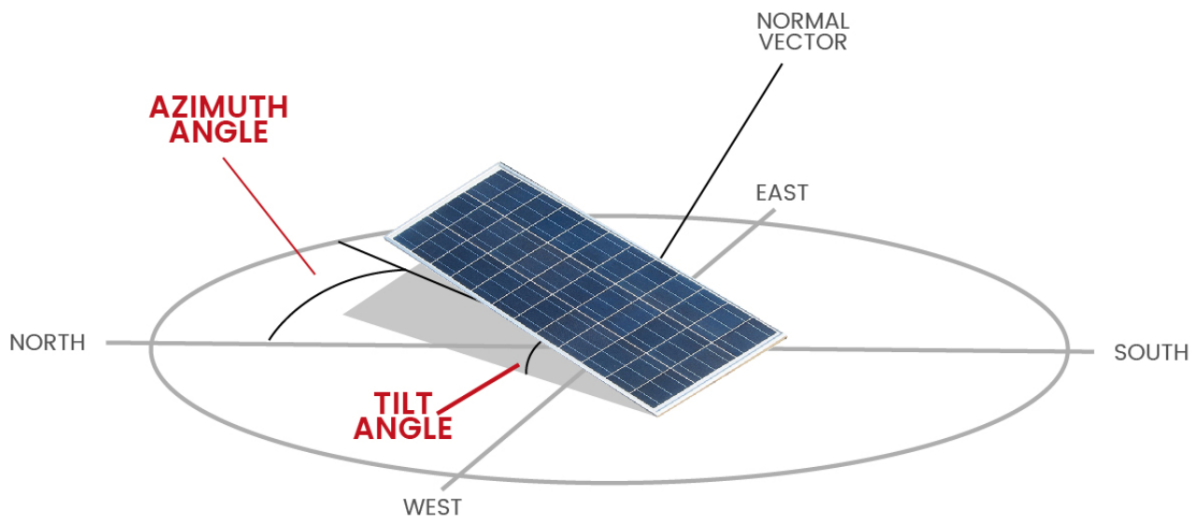
Når man skal velge plassering av solceller bør det være på en plass der man kan unngå all form for skygge fra enten bygninger eller andre objekter. Grunnen til dette er at solcellene ofte er både serie- og parallellkoblet. Den solcellen som har skygge vil da fungere nesten som en last. Den vil føre til en reduksjon av spenning, strøm og effektivitet. Dette betyr at selv om bare én av cellene har skygge vil den kunne dra ned virkningsgraden på resten av systemet [31]. I figur 2.8 er effekten av skygge testet ut i et labforsøk. Her har de tatt fire forskjellige paneler som er koblet i parallell og testet ut effekten av skygge på forskjellige måter. Bare fra det forsøket helt uten skygge til type S1 er det fall i effekten på nesten 20%, noe som vil bli mye om dette systemet skulle blitt skalert opp.



Figur 2.8: Testresultater fra rapport som tester solceller med skygge [32].

Tilt- og azimuthvinkel

Når man skal sette opp panelene er det ikke kun skygge å ta hensyn til. Hvilken vinkel panelene har i forhold til bakken er veldig viktig, dette blir kalt tilt. Den optimale tiltverdien gjennom året vil variere da vinkelen solen treffer jorden med vil endre seg. Hvor på jorda panelene står har også mye å si for hvilken tilt som er den optimale. Det man ønsker å oppnå med tilt er at solstrålingen skal treffe solcellene så vinkelrett som mulig. Da vil solcellene absorbere så mye av energien som mulig og dermed så høy virkningsgrad som mulig. Azimuthvinkel er panelenes rotasjon i forhold til den nordlige himmelretningen. Azimuthvinkelen vil også være veldig viktig for å effektivt utnytte solstrålingen gjennom dagen. Tilt- og azimuthvinkler kan optimaliseres for hver enkelt plass, noe som presenteres senere i dimensjoneringsfasen [33].



Figur 2.9: Azimuth- og tiltvinkel for solceller [34].

2.2.2 Dimensjoneringsberegninger

Når man skal dimensjonere et solcelleanlegg er det ofte en fordel å ha målinger på hvor mye solstråling det er på plassen man skal bygge dette systemet. En grundig vurdering av hvor systemet skal stå og lastanalyse som viser hvilken last solcellene skal forsyne vil være sentralt i et velfungerende system. Metoden er utredet i boka *Off-grid electrical systems in developing countries* [1]. Denne metoden bygger på at man har målinger på antall $\left[\frac{Wh}{m^2}\right]$ per døgn kalt $G_{stråling}$, som man bruker for å finne en kapasitetsfaktor. Denne metoden krever også at man

har enten et estimert daglig energiforbruk eller målt forbruk.

$$\text{Kapasitetsfaktor} = \frac{G_{\text{stråling}}}{24} \quad (2.3)$$

$$P_{pv} = \frac{\text{Gjennomsnittlig daglig energiforbruk}}{24 \cdot \text{kapasitetsfaktor} \cdot \text{virkningsgrad inverter}} \quad (2.4)$$

Andre hensyn som kan dra ned effekten på solcellene er skygge, tap i ledere og aldring av moduler. Dette gjøres med at man vurderer hvor mange prosent disse effektene vil påvirke solcellene samles i variabelen K_t

$$P'_{pv} = \frac{P_{pv}}{1 - \frac{K_t}{100}} \quad (2.5)$$

Solcellepaneler fungerer ikke like godt når de blir alt for varme. Boken bruker derfor en korreksjonsfaktor på 0,5% for hver grad celledemperaturen er over 25°C.

$$P''_{pv} = \frac{P'_{pv}}{1 - \text{Tempertaturkorrigert faktor}\%} \quad (2.6)$$

Tar med en korreksjonsfaktor som skal kompensere for regnesesongen som oppstår i Nepal fra juni til august.

$$P'''_{pv} = \frac{P''_{pv}}{1 - \text{Faktor for regnesesong}} \quad (2.7)$$

Det er to viktige verdier som må regnes i solcelleinstallasjoner for å kunne dimensjonere sikkerhetskomponentene for å ha et velfungerende og pålitelig anlegg. Blant annet: funksjonsjordingen sin motstand, vern og kabler. Én er den maksimale spenningen i åpen krets ($U_{OC,MAX}$) og den andre er den maksimale kortslutningsstrømmen ($I_{SC,MAX}$). Formlene ble hentet fra NEK400, Tillegg 712B [4]:

$$U_{OC,MAX} = K_u \cdot U_{OC,STC} \quad (2.8)$$

Tallet for $U_{OC,STC}$ finner man i databladet, hver solcelle har sin egen, gitt fra produsenten. K_u er en korreksjonsfaktor gitt av formelen:

$$K_u = 1 + \frac{\alpha_{U_{OC}}}{100} \cdot (T_{min} - 25) \quad (2.9)$$

T_{min} er minimumstemperaturen i området hvor solcellene skal installeres. Temperaturkoeffisienten i solcelleinstallasjonen i forhold til spenningen i åpen krets ($\alpha_{U_{OC}}$) er gitt av produsenten med enheten $[\frac{\%}{^\circ C}]$.

Hvis $U_{OC,MAX} \geq 120V$ DC, kan man ikke lengre følge retningslinjer for ELV.

Kortslutningstrømmen er enklere å finne fra:

Korreksjon for temperatur og solinnstråling

Et scenario der både solinnstråling og temperatur avviker fra STC (Standard Test Conditions) er forventet. STC er definert som:

- Solinnstråling på $1000 \frac{W}{m^2}$.
- Temperatur på 25°C .

I praksis vil ingen PV-moduler i bruk operere under maksimal effekt. Dette kan man ta høyde for ved hjelp av formel 2.10. En metode som produserer en fornuftig balanse mellom treffsikkerhet og enkelhet er Osterwald's metode [1]:

$$P = P_{STC} \cdot \frac{G}{1000} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_P}{100} \cdot (T_C - 25)\right) \quad (2.10)$$

Der:

P_{STC} = Effektkapasitet ved STC. Oppgitt i datablad.

G = Solinnstråling ved valgt lokasjon [$\frac{W}{m^2}$]

α_P = Temperaturkoeffisient for maksimal effekt. Oppgitt i datablad.

T_C = Temperaturen til PV-modulen.

Denne metoden korrigerer for både solinnstråling og temperatur. De beste forholdene for en PV-modul er ved lave temperaturer, men høy solinnstråling. Disse forholdene er som regel ikke til stede samtidig, med unntak av enkelte høyfjellsområder. For å finne verdien for temperaturen til PV-modulen, må man også regne ut T_c . Typiske verdier for NOCT er mellom 42° og 50° , hentet direkte fra datablad. I tillegg må man korrigere for omgivelsestemperaturen T_A :

$$T_C = T_A + (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{800} \quad (2.11)$$

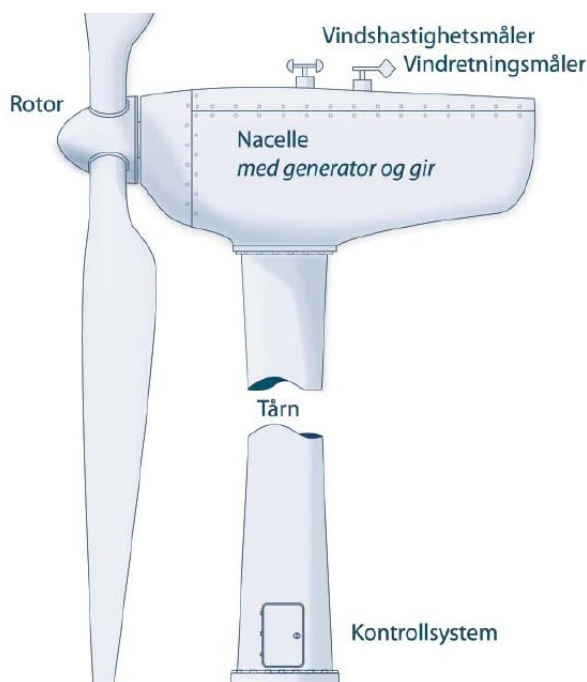
2.2.3 Vindturbiner

En vindturbin er en roterende motor som utnytter energi fra vinden ved bruk av aerodynamisk designede blader og konverterer det til mekanisk energi. Den tilgjengelige energien avhenger av vindhastigheten, noe som er helt essensielt for å kunne kontrollere turbinen ved høyere vindhastigheter for å unngå skade på systemet. Vindturbiner (WECS) benyttet i øymodusapplikasjoner er mye mindre i fysisk størrelse og elektrisk kapasitet enn de som blir brukt i større

skala på nasjonalt nivå. WECS benyttet i øymodussystemer rangerer typisk fra noen hundre watt til rundt 30 kW i kapasitet [1, 24].

Oppbygningen av vindturbinen

Basiskomponentene er tårn, blader, rotor og maskinhus (nacelle). Selve nacellen inneholder generator, gir og andre relaterte komponenter, slik man kan se på figur 2.10. Vindturbinen har typisk tre blader, som roterer rundt en horisontal akse. Selve tårnet gjør at turbinen blir eksponert for raskere og mer konsistent vind. Bladene er tilkoblet rotoren som igjen er koblet til turbinakslingen inne i nacellen. Selve akslingen kan enten være koblet til rotorens generator eller direkte tilkoblet girboksen [1].



Figur 2.10: Prinsipiell skisse av en vindturbin [35].

Generator

Vindturbiner som benyttes i systemer i øymodus bruker som regel synkrongenerator med permanentmagnet (PMSG). Generatoren er vanligvis trefase. Induksjonsgeneratorer kan også bli brukt, men krever reaktiv effekt. De aller fleste kommersielt tilgjengelige vindturbinene benytter PMSG, og vil dermed bli fokuset videre. [1].

Vindenergipotensial

Vindhastighet og retning er variabler som er vanskelige å modellere og kunne forutse. Ulike modeller kan bli benyttet for å se på potensialet for vind, og de varierer i kompleksitet, data-analyser og nøyaktighet. Blant annet er Weibull sin sannsynlighetsmodell mye brukt, der man trenger få parametre i utregningen.

Det er også mulig å estimere vindenergipotensialet ved å se på tettheten av vindkraft (WPD). WPD er definert som vindeffekt per areal og er skrevet som:

$$WPD = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (2.12)$$

USAs energidepartement har gjennom sitt vindenergiprogram utviklet en klassifikasjonsskala der man evaluerer potensialet for vind ved å benytte en tabell for ulike vindhastigheter og hub-høyde til vindturbinen. Klasse 4 eller høyere er passende for utbygging, men lokasjoner innenfor klasse 3 bør man se an en annen hub-høyde eller en annen type energigenerering. Klasse 2 eller lavere er ikke passende for vindturbinutbygging [24].

Klasse	WPD ved 10 m $\left[\frac{W}{m^2} \right]$	Hovedhastighet $\left[\frac{m}{s} \right]$	WPD ved 30 m $\left[\frac{W}{m^2} \right]$	Hovedhastighet $\left[\frac{m}{s} \right]$
1	≤ 100	$\leq 4,4$	≤ 160	$\leq 5,1$
2	≤ 150	$\leq 5,1$	≤ 240	$\leq 6,0$
3	≤ 200	$\leq 5,6$	≤ 320	$\leq 6,5$
4	≤ 250	$\leq 6,0$	≤ 400	$\leq 7,0$
5	≤ 300	$\leq 6,4$	≤ 480	$\leq 7,5$
6	≤ 400	≤ 7	≤ 640	$\leq 8,2$
7	≤ 1000	$\leq 9,4$	≤ 1600	≤ 11

Tabell 2.2: *Klassifikasjonsskala av vindenergipotensial [24].*

Vindturbinens mekaniske effekt

Modelleringen av vindturbinen gjøres ved å ta gjennomsnittet samlet fra vindfarten for hver time basert på meteorologiske data. Data hentes gjerne fra de siste 12-18 månedene på stedet der vindturbinen skal installeres. Ut ifra gjennomsnittlig vindhastighet kalkulert, er den korresponderende vindeffekten regnet ut ved hjelp av vindeffektlikningen for å vite mengden effekt vindturbinen vil generere. Vindeffektlikningen 2.13 er gitt under [36]:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot K_p \cdot \rho_{luft} \cdot A \cdot v^3 \quad (2.13)$$

Der:

K_p = Koeffisient for opptrenden (0.59) er teoretisk maksimum. 0.35 for ideelt design.

ρ_{luft} = Lufttettheten (rundt $1.225 \frac{kg}{m^3}$ ved havnivå, mindre høyere opp).

A = Turbinrotorens areal som er eksponert for vinden [m^2 .]

v = Vindhastighet [$\frac{m}{s}$].

Vindturbinen klarer altså kun å konvertere en del av P_{luft} til mekanisk effekt P_m . En viktig betraktning man må ta tenke på med vindturbiner i Nepal er lufttettheten ved økende høydemeter. Ved en installasjon på 3000 moh kan lufttettheten være 25% lavere enn ved havnivå, og energiproduksjonen blir proporsjonalt påvirket. Dette igjen begrenser bruken av vindturbiner i høyfjellsområder [24].

Viktige aspekter

En vindturbins opptreden er vanskelig å forutse, og avhenger av flere forskjellige faktorer. De viktigste aspektene å huske på når man velger en mindre vindturbin er blant annet [24]:

- Pålitelighet: Vindturbinen er eksponert for flere elementer enn PV-anlegg. Vind kan skape plutselige endringer i fart og retning. Mindre vindturbiner har normalt sett forseglede, direkte drevet PM-generatorer, der bevegede deler er holdt til er minimum. Et kompakt design er foretrukket og man bør tenke nøye gjennom små detaljer som kan forårsake feil.
- Sikkerhet: Vindturbiner i alle størrelser er maskiner med høy hastighet som kan forårsake potensielle farer for personskade og materielle skader. Ved å velge en godt egnet turbin og ikke minst riktig sted for installasjon kan man unngå dette. Vindturbinen bør ikke installeres der folk ferdes. De bør plasseres med en avstand med god margin fra personer og eiendom.
- Effektkurve: Grafen viser maskinens netto elektriske utgangseffekt basert på vindhastigheten. Kritiske punkt som starthastigheten, nominell og maksimal vindfart kan bli sett på kurven. Denne informasjonen er viktig for design og spesielt å tilpasse effektkurven etter lokale forhold basert på lufttetthet.

For vindturbiner i øymodusapplikasjoner er det også flere praktiske hensyn man må ta ved valg av vindturbiner. Blant disse er det fordeler og ulemper [1]:

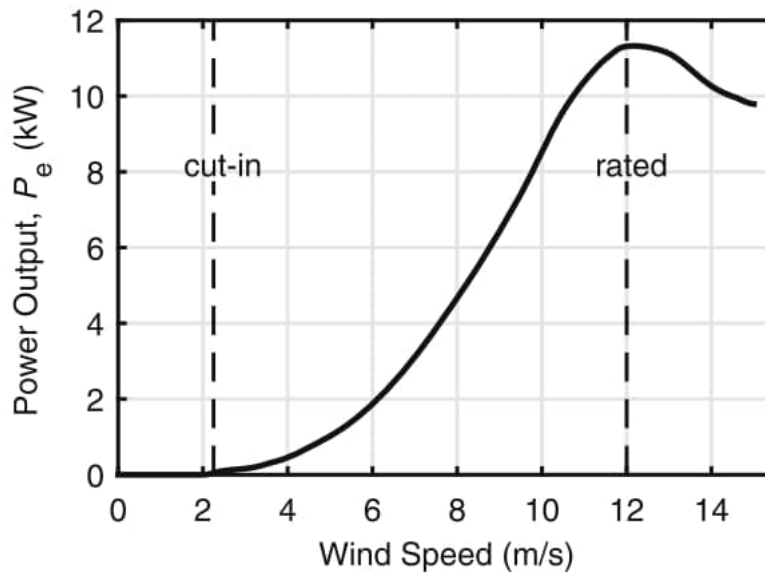
- Ved enkelte steder kan vindressursen samme falle med lastforbruket slik at systemet trenger en mindre batteripakke.
- Det er mulig å sette opp og reparere vindturbinen lokalt, avhengig av dyktige arbeidere og tilgjengelig utstyr.
- Tyveri er lite sannsynlig grunnet vindturbinens størrelse.

I tillegg kommer det også ulemper med vindturbinen.

- Engangskostnader ved oppstart er høye.
- Usikkerheten og variasjonen av vindressursene gjør valg og dimensjonering av vindturbinens størrelse vanskelig.
- Det er vanskelig, tidkrevende og dyrt å vurdere vindressursene.
- Vindturbinen og tårnet trenger regelmessig vedlikehold og inspeksjon.

Effektkurve

Forholdet mellom vindhastighet og utgangseffekt fra generatoren er vist på effektkurven 2.11 under. Effektkurven kan bli delt inn i fire ulike regioner. For verdier under *cut-in* produseres det ingen effekt. Dette er fordi det er for lave vindhastigheter for at bladene skal overkomme friksjonen og begynne rotasjonen. Mellom *cut-in* og nominell vindhastighet produseres det effekt, og den varierer ut i fra formelen 2.13. En godt designet vindturbin vil operere rundt maksimal K_p . Nominell vindhastighet for de fleste vindturbiner er rundt 12-16 [$\frac{m}{s}$]. Selv om effekten i luften fortsetter å øke med vindhastigheten, bør man begrense effekten utviklet av generatoren. Hvis ikke kan det utvikles interne tap i generatoren i form av overoppheting og feil. *cut-in* og nominell vindhastighet varierer fra forskjellige vindturbiner [1]:



Figur 2.11: Effektkurve for en vindturbin [24].

Kapasitetsfaktor

Med tanke på estimering av en energiresurs, er kapasitetsfaktoren en indikator på hvor egnet en ressurs er for det planlagte anlegget. Definisjonen av kapasitetsfaktoren er forholdet mellom *estimert* energiproduksjon over en gitt tid og energien den kan produsere kontinuerlig ved nominell kapasitet. Her antar man ikke nedetid for vedlikehold og reparasjon av anlegget. Tap i kabler, aldring og skygge er heller ikke beregnet. Kapasitetsfaktorer kan bli formulert som [1]:

$$\text{Kapasitetsfaktor} = \frac{\hat{E}}{T \cdot P_{\text{rated}}} \quad (2.14)$$

Der \hat{E} er estimert produksjon. Tidsperioden T er avhengig av når ressursdataene er hentet - typisk månedlig eller årlig.

2.3 Energilagring

Bevegelse av elektroner til en positiv pol genererer strøm. Dette dannes i en enkelt celle. Når flere celler kobles sammen kaller man det et batteri. Ved å koble cellene i serie økes spenningen, mens parallellkobling øker kapasiteten [37].

Batteribanker

De aller fleste individuelle batteri benyttet i systemer i øymodus overgår sjeldent noen få kWh med kapasitet og nominell spenning over 12 V. I applikasjoner som trenger mer energilagring

eller høyere spenning, er det dermed vanlig å koble batteriene i serie eller parallell, eventuelt en kombinasjon. Helst bør batteriene være så like som mulig, helst samme modell, med like parametre og samme leverandør. Fra et sikkerhetsmessig perspektiv foretrekkes det å ha færre batteri i parallell.

Man kan si at batterier i serie kan bli sett på som en streng av batterier. For å finne den totale spenningen summerer man bare hver individuell spenning i strengen. I praksis vil antall batteristrenger gjerne bli begrenset til rundt fire. Resistansen til kablene som er tilkoblet DC-bussen bør være så lik som mulig. Dette sikrer at batteriene blir ladet og utladet jevnt. Skulle et batteri i en streng feile, for eksempel ved kortslutning, vil de andre batteriene kunne lade ut gjennom strengen der batteriet med feil befinner seg. Dette kan forårsake totalsvikt i hele batteribanken [1].

I en fagartikkel om bruksfeil og driftssikkerhet om batteribanker i Nepal, ble ulike problemer tatt opp. De observerte upassende batteridesign, installasjon og bruk som hovedgrunnene for tidlige problemer tilknyttet batteriet. For å oppnå lang levetid på batteriet, må følgende installasjon- og operasjonskriterier følges. Hovedproblemene er [15]:

- Lading- og utladningsbeskyttelse gjennom spenning- og strømbegrensninger.
- Passende strømlading/-utladning (for å unngå temperaturøkning og korrusjon).
- Driftes i korrekt temperaturområde.
- Rene batteripoler.
- Unngå stor utladning over lengre perioder. (Depth of Discharge).
- Korrekt kabelstørrelse i forhold til batteri. (Avhengig av ladning- og utladningstrømmen).
- Batterikapasiteten må samsvare med lastbehovet og lastøkningen over minst halvparten av forventet levetid.

Sikkerhet

Litiumbatteri har et spesielt sikkerhetshensyn man må ta i betraktning når man velger batteritype. En feil kjent som *thermal runaway*, kan forårsake brann i litiumbatteri. Denne faren kan skje ved overopphetning når batteriet utvikler en innvendig kortslutning. Membranen som separerer anoden og katoden er veldig tynn. Hvis denne blir punktert, kan anoden og katoden komme i kontakt. Varmen fra den resulterende kortslutningen kan gjøre at batteriets

temperatur øker. Temperaturen i cellen kan nå flere hundre grader celsius, noe som gjør at elektrolytten antennes ved et visst punkt [1].

Batterikontroller

Bruk av batterikontroller er som regel alltid nødvendig i solcelleanlegg over en viss størrelse. Hvis spenningen fra solcellene overstiger spenningen på batteribanken er dette et krav. Batterikontrolleren endrer strømmen og spenningen som går inn på batteribanken slik at batteribanken ikke får en spenning eller strøm som er større enn det batteribanken tåler uten å potensielt bli ødelagt eller slitt ut raskere enn normalt. De fleste nyere batterikontrollere har det som heter MPPT (Maximum Power Point Tracking). Det MPPT gjør er at den sammenligner spenningen fra solcellene med batterispenningen og lader batteriene med den spenningen som gjør at batteriene kan få ladet så effektivt som mulig [38].

Design av batteri

Tre av de viktigste faktorene ved design av et batteri er følgende:

1. Nominell spenning på DC-bussen.
2. Utladningstrømmen.
3. Nødvendig pålitelighet.

Den nominelle spenningen blir bestemt ved dimensjonering av DC/AC-omformerens. Utladningstrømmen blir bestemt av omformerens inngangstrøm. Nødvendig pålitelighet blir indirekte uttrykt ved *dager med uavhengighet*. Med det menes antall dager batteriet kan levere til en gjennomsnittlig last før den er tom, gitt at den ikke lades i perioden. Et system designet med flere *dager med uavhengighet* for batteripakken vil naturligvis ha høyere pålitelighet enn et uten. Det er fornuftig å spesifisere batteripakkens kapasitet i form av amperetimer [Ah]. Gjennomsnittlig daglig last som er nødvendig fra batteribanken, i form av Ah, er [1]:

$$\text{Gjennomsnittlig batterilast} = \frac{\text{Gjennomsnittlig daglig last}}{\text{Omformerens effektivitet} \cdot \text{Nominell batterispenning}} \quad (2.15)$$

Som et minimum må også batteripakken være kapabel til å levere gjennomsnittlig batterilast for de spesifiserte *dager med uavhengighet*. En annen faktor man må ha med i beregningen er at batteriets kapasitet vil minske over tid. De fleste leverandører definerer maksimal kapasitet ved

slutten av batteriets livssyklus som 80% av opprinnelig kapasitet. Minimumvurdert kapasitet til batteripakken er dermed:

$$C_x = \text{Dager med uavhengighet} \cdot \text{Gjennomsnittlig batterilast} \cdot \frac{1}{\text{Slutt på livssyklus}} \quad (2.16)$$

En annen viktig faktor er dyp utladning av batteri (DoD). For å unngå dette, skal ikke batteriet være fullstendig utladet selv etter antall dager der det kun er batteriet som leverer energi. En maksimal dybde av utladning (DoD_{max}) blir valgt. Man velger som regel er maksimal (DoD_{max}) på mellom 0.5 til 0.8. Dette betyr at man ønsker at mellom 20-50% av batteriladningen skal gjenstå etter å ha levert gjennomsnittlig last for et totalt antall *dager av uavhengighet*. Kapasiteten som kreves kan dermed regnes som [1]:

$$C'_x = C_x \cdot \frac{1}{DoD_{max}} \quad (2.17)$$

Neste steg blir å se på daglig DoD for å se om batteribanken varer i like mange år som forventet. For å sjekke daglig gjennomsnittlig DoD når kapasiteten er C'_x :

$$DoD_{daglig} = 100 \cdot \frac{\text{Gjennomsnittlig batterilast}}{C'_x} \quad (2.18)$$

Videre kan man justere batterikapasiteten med tanke på designmargin i forhold til blant annet temperatur, feil ved lastestimering og tap som ikke inngår i modellen:

$$C''_x = C'_x \cdot (1 + \text{Batteriets designmargin}) \quad (2.19)$$

Etter man har bestemt kravene for batteribanken må man nå velge individuelle batteri og konfigurasjonen til banken. Antall batteri i serie er funnet fra:

$$\text{Antall batteri i serie} = \frac{\text{Batteribankens nominelle spenning}}{\text{Batteriets nominelle spenning}} \quad (2.20)$$

Etter det bestemmes antall parallelle strenger som trengs for å levere strømkravet. Antall strenger finnes fra:

$$\text{Antall batteristrenger} = \frac{\text{Krav for batteribankens kapasitet}}{\text{Batterikapasiteten}} \quad (2.21)$$

2.3.1 Blysyrebatteri

Flooded

Flooded blysyrebatteri er de mest vanlige blysyrebatteriene. Elektrolytten er væske og batteriet er ikke forseglet permanent, noe som gjør man kan få tilgang til interiøret. Dette gjør at rent destillert vann regelmessig kan bli tilført batteriet. Som et sikkerhetsmessig hensyn må man passe på å ikke søle noe fra elektrolytten, noe som er potensielt skadelig ettersom den inneholder en form for syre. Batteritypen er også mekanisk svak, og kan lekke. Forholdsregler bør tas, for eksempel ved installasjon av en boks for å beskytte batteriet [1].

Forseglede blysyrebatteri

Forseglede blysyrebatteri er lukket fra sine utvendige omgivelser. En fordel med den forseglede batteripakken er at gasser som blir produsert kan slås sammen. For eksempel kan hydrogen og oksygen bli til vann, noe som gjør at den nærmest er vedlikeholdsfri. Den lukkede boksen forhindrer også søl. AGM-batteri er en form for forseglede blysyrebatteri som tilbyr flere fordeler. De er vedlikeholdsfrie, lekkesikker og kan blir brukt i alt av applikasjoner. AGM-batterier bruker en type fiberglasstruktur for å absorbere elektrolytten [1].

Sammenligning

Selv om det er mange typer *flooded* og forseglede blysyrebatteri, er det viktig å tenke på kostnad, vedlikehold, livstid og effektivitet. *Flooded* er som regel billigere, ofte rundt 50% av prisen. De kan ha lengre livstid, men det avhenger av type applikasjon. Lukkede batteri (SLA) er mer effektiv og vedlikeholdsfri - en viktig faktor i øymodus-systemer hvis man ikke har lokal bemanning for mikrogridet [1].

2.4 Elektriske komponenter

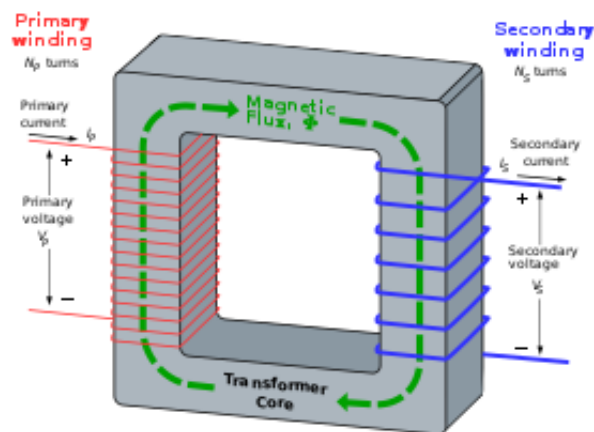
I tillegg til solceller, småskala vindturbin og batteripakke, er det behov for flere andre komponenter slik at systemet fungerer som det skal. Bilde 4.9 er en oversikt over nødvendige komponenter i et slikt system. Med tanke på sikkerhet i husholdningene, benyttes automatsikringer m/jfb og overspenningsvernene plasseres før kontrollene (4). I tillegg til det skal omformeren (5), skilletransformatoren (6) og sikringsskapet (7) i et eget lite rom. Eventuelt kan dette være i en kontainer. I hvertfall, er det viktig at det som velges har god kjøling og ventilasjon. Siden batteripakke ideell sett bør allerede være isolert (se 4.2.6), kan det være en løsning å ha alle de

ovennevnte komponenter og batteripakke sammen.

2.4.1 Skilletransformator

I dimensjoneringsfaen er en skilletransformator plassert nærmest lasten, og vil være en enfase-transformator med 230/230V.

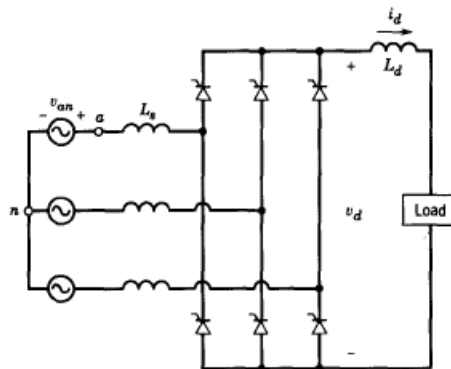
Skilletransformatorer skal skille lasten fra kraftelektronikken. I systemet vil kraftelektronikk generere overharmoniske strømmer og spenninger. Ved å sette inn en skilletransformator unngår man at frekvenskomponenter som 3., 5. og 7. harmoniske vil komme fram til lasten. Kraftelektronikken i systemet vil lage en del overharmoniske komponenter, som vil føre til en høy THD. En Dy-kobling av transformatoren vil eliminere 3. harmoniske komponenter. En THD av spenningen på over 5% eller en THD av strømmen på over 10% vil kunne føre til økt tap i ledere på grunn av oppheting, forstyrre elektronisk utstyr og unødvendig utløse vern. Med en skilletransformator er at man ikke direkte elektrisk tilkoblet produksjonsanlegget. En skilletransformator er bare magnetisk koblet sammen, dette vil fungere som et galvanisk skille. Dette galvaniske skillet vil blant annet hindre at en jordfeil i produksjonsanlegget vil forplante seg utover i forbrukerdelen av systemet og derfor være en ekstra sikkerhetsbarriere [39, 40].



Figur 2.12: Modell av en transformator [41].

2.4.2 AC/DC-likereetter

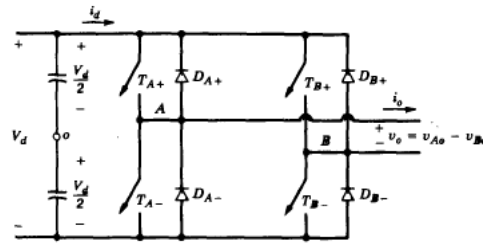
Vindkraft skal etter planen være en sentral del av mikrogridet. Problemet med bruk av vindkraft i et isolert mikrogrid er at det ikke er mulig å lagre AC-strøm. Man er dermed avhengig av å omforme AC-strømmen som kommer ut av generatoren til vindturbinen til en DC-strøm. Til dette bruker man en likeretter. Likerettere er som regel halvlederdioder eller tyristorer. Forskjellen på disse er at på tyristoren kan man endre fyringsvinkel og kontrollere nivået på DC-spenningen som kommer ut. Det er normalt å ha inn en kondensator i parallell som har som hovedoppgave å glatte ut den likerettede spenningen for å få en så jevn DC-verdi som mulig [42].



Figur 2.13: Skjematisk tegning av en likeretter [42].

2.4.3 DC/AC-omformer

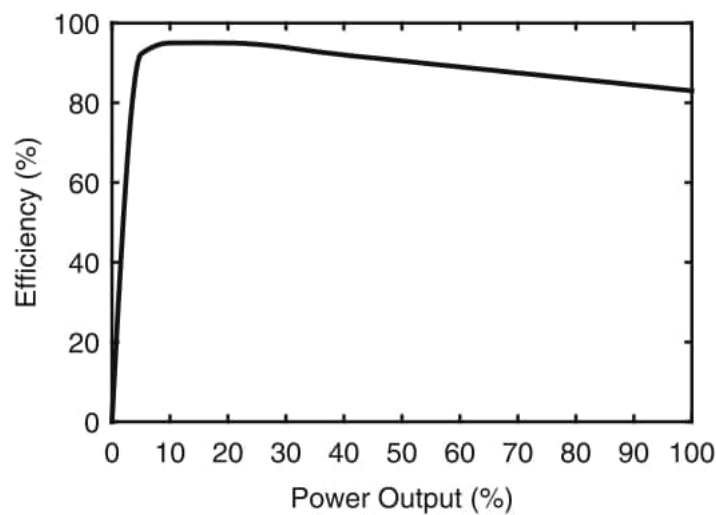
Det er nødvendig å omforme strømmen tatt ut fra batterilagringen til en AC-strøm. I Nepal har man normalt en spenning på 230V AC i stikkkontakten. Da vil det også være normalt å anta at de fleste elektriske produkter er bygget for den spenningen. Måten omformerer endrer fra DC til AC er at den bruker hurtige brytere som man ser på figur 2.14. Disse bryterne er ofte MOSFET, IGBT eller andre halvlederkomponenter som kan skru seg av og på i en fart som fysiske brytere ikke er i stand til. Bryterne vil skru seg på parvis slik at T_{a+} og T_{b-} er inne samtidig og T_{a-} og T_{b+} vil være inne samtidig. Veksling mellom parene vil gjøre at utgangen ser forskjellige DC-nivå. Halvlederne vil bytte verdier så fort spenningen på utgangen vil se ut som en slags sinuskurve [42].



Figur 2.14: Skjematisk tegning av DC/AC-omformer[42].

Effektivitet til DC/AC-omformere

Effektivitetskurven til en DC/AC-omformer er ikke-lineær. Ved liten last vil omformeren konsumere tomgangseffekt, og vil da ha lav effektivitet. Når utgangseffekten øker, vil omformerens effektivitet øke og dermed synke sakte. Toppeffekt for en omformer er typisk mellom 92-95%, men man bør ikke anta at omformeren alltid opererer ved denne effektiviteten. Over en hel dag kan lasten til et mikrogrid som leverer til husholdninger være relativt lav. En gjennomsnittlig effektivitet over en dag kan være rundt 70%. En strategi for å øke effektiviteten er å frakoble omformeren når lasten er nær null. Dette vil naturligvis redusere tilgjengeligheten til elektrisitet. Andre omformere har søvnmodus som automatisk reduserer forbruket når lasten er lav. Under ser man en visuell framstilling av effektiviteten til en omformer i det utgangseffekten øker [1].



Figur 2.15: Effektivitetskurve for en DC/AC-omformer [1].

Praktiske hensyn ved DC/AC-omformere

Omformere er typisk kompatibel med nominell DC-spenning på 12, 24, 48 og 96V. Omformerstørrelsen er basert på effekten den kontinuerlig kan levere uten overoppheting. Dersom enheter ved størrelsen blir oversett, kan omformeren enten bli over- eller underdimensjonert.

Dersom effektfaktoren til lasten er ukjent, må de som designer gjøre en antagelse, der en effektfaktor ($\cos\phi$) på 0,85 er fornuftig.

Effekten en omformer kontinuerlig kan levere er også begrenset ut ifra temperaturen mens den leverer effekt. Omgivelsestemperaturen påvirker også dette, der høyere temperatur gjør at omformerer kan levere mindre effekt. Mange leverandører oppgir som regel temperaturvariasjoner i form av prosent. For eksempel kan en kontinuerlig last som er forventet til å være rundt 3 kW, trenge en omformer på 3,3 kW. Dette for å ta hensyn til at den skal operere i et klima med generelt høy temperatur.

Det finnes mange typer og størrelser på tilgjengelige omformere. Høykvalitetsomformere består som regel av følgende [1]:

- Utgangsspenning med lite forstyrrelse med konstant frekvens og amplitude.
- God spenningsregulering.
- Høy effektivitet ved lave laster.

Effektkrav

Generelt sett må summen av effektbehov til omformere og generatorer tilkoblet AC-bussen være minimum like stor som topplasten. Denne verdien trenger likevel tilpasning. Man bør legge til en margin i designfasen for å ta høyde for eventuelt underdrivelse av topplasten for systemet. En annen faktor å høyde for er at omformerer ikke vil være i et temperaturkontrollert miljø. Vanligvis er omformere designet for en gitt temperatur, vanligvis 25 °C [1]. For å regne ut omformerens effektkrav, benyttes følgende formel:

$$\text{Omformerens effektkrav} = \text{Topplast} \cdot (1 + \text{designmargin}) \quad (2.22)$$

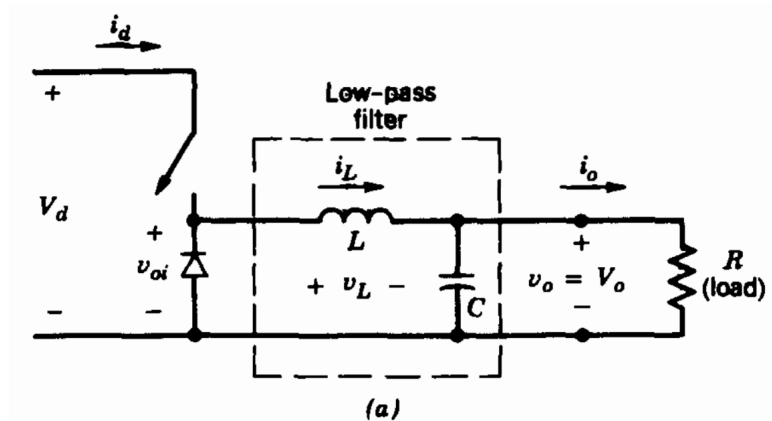
2.4.4 DC/DC-omformer

Solcellene og batteripakken har en bestemt DC-spenning på utgangen. Et viktig hensyn å ta er å sikre at denne spenningen holdes konstant for å ikke ødelegge utstyret. For å løse dette, brukes en DC/DC-omformer. I et mikrogrid har denne komponenten oppgaven å omforme spenningen fra solcellene til en verdi som det er gunstig å lade batteribanken med. Det finnes flere typer omformere, som brukes i spesielle situasjoner. For eksempel:

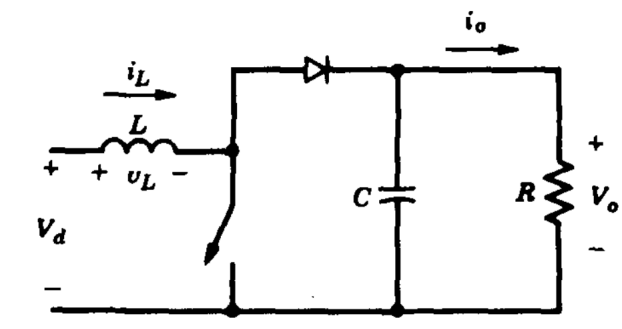
- Step-up-omformer (boost).

- Step-down-omformer (buck).
- Buck-boost-omformer.
- Fullbro-omformer.

De ulike typene omformere baseres på boost og buck, som gjør om inngangspenningen (V_d) til ønsket utgangspenning (V_o).



Figur 2.16: Skjematisk tegning av en buck-omformer [42].



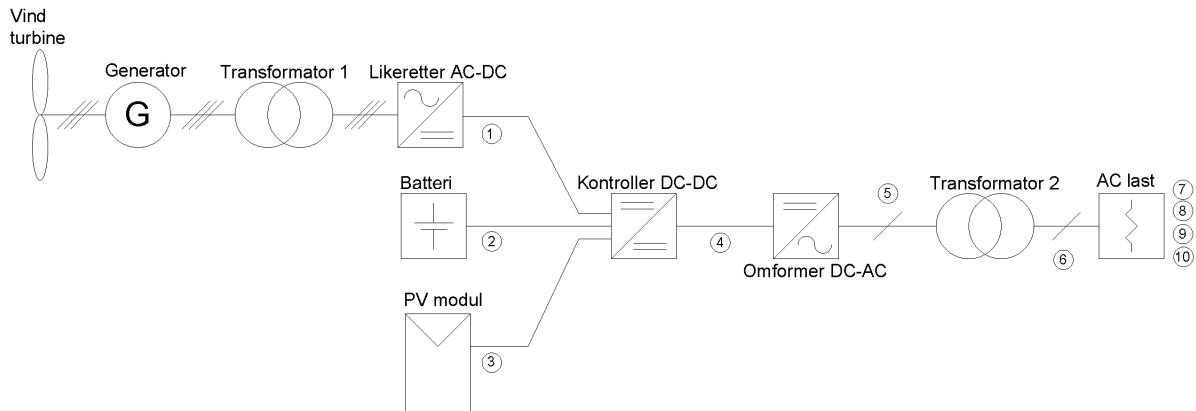
Figur 2.17: Skjematisk tegning av en boost-omformer [42].

2.4.5 Koblinger

Topologi

Med topologi menes strukturen av nettet som skal bygges opp. Her finnes det flere typer man kan velge blant. For eksempel finnes det maskenett, stjerne-nett og radialnett. Sikkerhetsmessig er radialnett mer driftssikkert og pålitelig, fordi gruppefordelingene er uavhengige. I tilfelle en fare skulle oppstå i anlegget i en gruppefordeling, er den andre fortsatt i drift. Et stjerne-nett er enklere å bygge og samtidig billigere, med tanke på besparelse av kabler og automatsikringer. For å ha en visuell beskrivelse av stjerne-nett, se figur 2.18b. Her er transformatoren koblet

dermed må man passe på lengden. Samtidig øker tverrsnittet med strømmen. I virkeligheten skal systemet kobles som vist i figur 2.20 og man trenger ti ledninger totalt.



Figur 2.20: Virkelig kobling av kabelfordelingen.

Når man ønsker å dimensjonere en kabel, er det ingen forskjell mellom AC- og DC-spenning, fordi metoden baseres på strømmen som går gjennom lederen. Dette gjøres ved hjelp av NEK400 [4]. Her skal man se på tillegg 52A, 52B og 52D, vedlagt i vedlegg A. Det som er viktig er å bestemme parametrene:

- Hvor mange ledere trenger man med tanke på fordelingsystemet. For eksempel hvis man velger tre faser og nøytral, blir det totalt fire ledere.
- Type kabel. For eksempel isolerte ledere eller flerlederkabel.
- Isolasjonsmaterial. For eksempel polymertypen polyvinylklorid (PVC) eller kryssbundet polyetylen (PEX).
- Det ledende materialet. Aluminium (Al) eller kobber (Cu).
- Lengden av kabelen.
- Hvor den skal plasseres. For eksempel på vegg, tak osv.
- Hvordan den skal monteres. I rør, kabelkanal osv.
- Bestemme om lederne skal være i parallell med andre kurser og tilfeldigvis avstanden mellom dem.
- Maksimal temperatur kablene må tåle. Vanligvis dimensjoneres det for 70°C.

Først finner man ut belastningstrømmen ut fra effekten, som kan være den tilsynelatende effekten (S) eller den aktive effekten (P). Formelen for enfase er:

$$I_b = \frac{S}{V} \quad (2.23)$$

For trefase:

$$I_b = \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} \quad (2.24)$$

Eventuelt, for å konvertere effektene benytter man effekt faktoren ($\cos\phi$) lik 0.9.

$$\cos\phi = \frac{P}{S} \quad (2.25)$$

Deretter finner man installasjonsmetode og tilhørende referanseinstallasjonsmetode fra tabell 52A-2. Tabell 52B-2 videresender til riktig sted for å velge strømføringsevne (I_z) basert på referanseinstallasjonsmetode og isolasjonsmaterialet. Her velges et nominelt ledertverrsnitt som har en $I_z \geq I_b$. Særlig relevant er korreksjonsfaktorene for: omgivelsestemperatur (k_1), gruppereduksjon (k_2) for fire eller fem lederkabler og for harmoniske strømmer (k_3). Etter at man har funnet alle nødvendige korreksjonsfaktorer, skal det sjekkes om korreksjonen av I_z , fortsatt er større enn I_b .

$$(I_z = I_{z,ukorr.} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3) > I_b \quad (2.26)$$

En viktig faktor å regne i anlegget er tap i kabler. Hver leder kan antas som en impedans, med en reell (r) og imaginær (x) del. Disse verdiene er gitt av leverandører og er annerledes for ulike isolasjonsmaterial og tverrsnitt. Lengden (l) er også en viktig faktor som man kan se fra følgende formel:

$$Z_{kabel} = (r \cdot l \cdot k_1) + j(x \cdot l) \quad (2.27)$$

Verdiene for r og x er også nyttige for finne ut spenningsfallet på linjen. Man må vite hvor stort spenningsfallet på lederen er for å kunne velge riktig spenningsnivå på komponentene som kommer etter.

Når man ikke har verdiene for r og x, kan det brukes følgende forenklet formel som har sitt grunnlag i NEK400, Tillegg 52F:

$$u = \frac{2 \cdot l \cdot \rho}{A} \cdot I_b \quad (2.28)$$

Hvor resistiviteten i Cu-kabel er $\rho = 0.0175 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$ [44]. Som man kan se fra enhetene, får man den reelle motstanden ut fra formelen, og den imaginær delen neglisjeres. Dette er mulig

bare i nærheten av lasten, hvor reaktansen (x) er neglisjerbar. For å omforme verdiene av spenningsfallet fra % til den virkelige verdien i [V] kan man bruke formelen:

$$u = \frac{\Delta u}{100\%} \cdot U_n \quad (2.29)$$

Fra energikilden som produserer effekt fram til husholdning er det lov med et maksimalt spenningsfall på 3% [4].

Jordleder

Dimensjoneringen av kabeltverrsnittet til jordingsystemet er også viktig. Tabell 52B viser minimumskrav for dimensjonering av kabler til jord. For AC-systemet der faselederne er under 16 mm^2 , må man ha samme ledertverrsnitt for jordlederen. Hvis lederen i DC-systemet er større enn 35 mm^2 , så skal jordingslederen ha halvparten av tverrsnittet eller likt ledertverrsnitt som før [4].

Solcellekabel

En vurdering å ta er kabelens lengde fra solcelleinstallasjonen til DC/AC-omformerens. Hvis lengden av denne kablet ganget med to er større eller lik 133 m, installeres overspenningsvernet på DC-siden. Det er den kritiske lengden for en installasjon utenfor boligbygg. Verdien for kritisk lengde ble hentet fra Tabell 712A (se vedlegg A).

Fra kapittel 2.2.1: Selv om installasjonen er i string eller array, er det noen pluggenheter som brukes. Sammenkoblingsenhetene må være [4]:

- Laget for bruk til DC-spenning.
- Enhetens $U_n \geq U_{OC,MAX}$.
- Dimensjonert passende for systemet både med tanke på isolasjonsnivå og kabelens I_z .
- Forriglet utkobling om installasjonsområdet er tilgjengelig for alle.

For kablene som går fra PV-modulen til ladekontrolleren, bør disse være pansrede kabler med UV-stabilisert kappe. Etersom installasjonsstedet trolig er høyt trafikkert, bør disse også være gjemt med ekstra beskyttelse i form av et polyetylenrør. Da gjør man systemet mer driftssikkert og levetiden til kablene forlenges [15]. I vedlegg D, figur D.2, kan man se at leverandøren har også gitt både kabeltverrsnittet, og type sammenkoblinger.

Overspenningsvern

”For ledere som forbinder overspenningsvern på DC-siden til hovedjordklemmen, skal ledertverrsnittet, for overspenningsvern type 2, være større eller lik 6mm^2 ; det samme gjelder ”for ledere mellom overspenningsvernet og hovedjordklemmen” [4].

2.4.6 Vern

Med ordet vern, beskrives en enhet brukt i lav-og høyspentinstallasjoner som beskyttelse til de eventuelle farer som kan oppstå i anlegget: overstrøm, jordfeilstrom, overspenning, underspenning [4].

De ulike vernene brukt i anlegget er: [43]

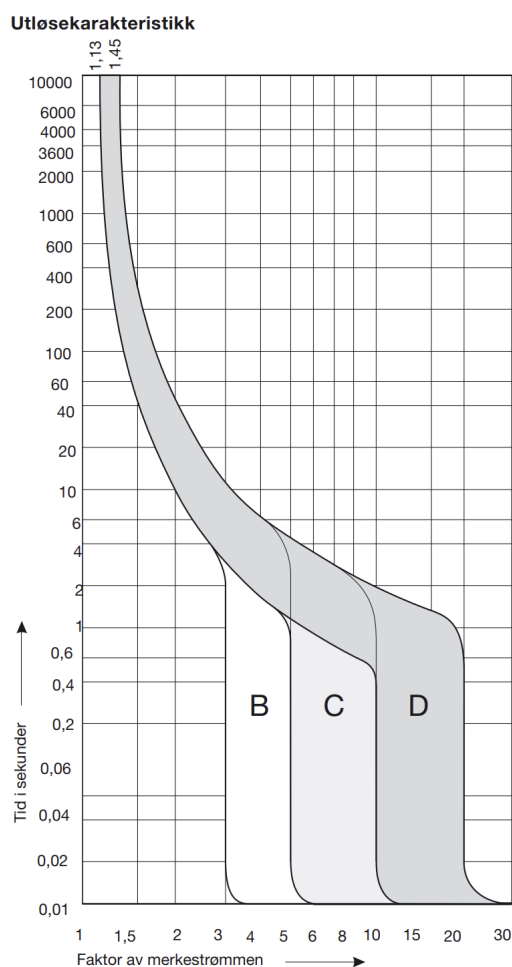
- **Overstrømvern:**
 - **Automatsikringer:**
En mindre versjon av en effektbryter med forbedret kontroll av temperatur.
- **Jordfeilvern:**
 - **Strømstyrte jordfeilvern:**
Sikrer at spenningspåsatte ledere ikke er tilkoblet anlegget.
 - **Strømstyrte jordfeilvarslere:**
Gir nyttig informasjon til brukeren om lekkstrømmer og jordfeilstømmer, ved lys-og lydsignal.
- **Overspenningsvern:**
Enhet som er koblet til jord og beskytter systemjording når spenningsforskjellen mellom fase og jord er for stor.

I vedlegg A, tabell 53G finnes en liste av ”Utstyr og tilhørende funksjon” hvor man kan se mer detaljert de ulike funksjonene til vern.

Selektivitet

Et viktig prinsipp som forbindes til vern er selektivitet, som kan være enten total eller delvis. Når man har to eller flere vern i serie, som i figur 2.18b, med forskjellige kabeltverrsnitt, er man nødt til å velge passende størrelse for vernet. Total selektivitet betyr at bare det vernet som er nærmest feilen skal løse ut, og ikke hele linjen. Dette er fordi de andre husholdningene

som er feilfrie ikke blir påvirket. Delvis selektivitet skjer når man beregner flere vern som løser ut for en viss verdi av kortslutningsstrømmen. Samtidig må oppstrømsvernet være i stand til å løse ut feilen i tilfellet det nærmeste vernet svikter. Vanligvis er selektivitetskurven tegnet på et logaritmisk, strøm/tid-diagram. Hvert vern har sine egne karakteristikk, og de finnes i katalogene som produsentene tilbyr [45].



Figur 2.21: Utløsekarakteristikk for vern type B, C og D. [46].

Når alle kurvene er tegnet på samme diagram, må man passe på at de ikke berører hverandre, slik oppnås total selektivitet. Delvis selektivitet vil si at de ulike vernene overlapper. Automatsikringer har faste kurver, men effektbryteren sin kurve kan justeres ved å endre på innstillingene.

Utkoblingstid

Med utkoblingstiden menes den maksimale innstilte tiden innen overstrømsvernet må løse ut slik at forbrukerkursene eller komponentene som vernet beskytter ikke ødelegges. Dette skjer ofte på grunn av kortslutningstrømmene som øker temperaturen i kablen over den som vanligvis er

dimensjonert til ($70^{\circ}C$ ledertemperatur og $30^{\circ}C$ omgivelsestemperatur). Hvert fordelingsystem har sine egne krav basert på spenningsnivået. I tabell 41A i vedlegg A vises disse kravene. For topolt jordfeil er det istedenfor utkoblingstiden på fem sekunder for hovedkurser.

Beskyttelse mot overbelastningstrøm

For både AC- og DC-siden med to strenger, er det anbefalt å ha en lastskillebryter på hver linje. Da kan man være i stand til å vedlikeholde systemet helt trygt og driftsikkert. Dette vises godt i figur A.1 og A.2 i vedlegg A.

AC-sone 1 og 4

I NEK 533.2.1 står de to kravene som må oppfylles når man velger vern for beskyttelse mot overbelastningstrømmer [4].

Krav 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (2.30)$$

Krav 2:

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z \quad (2.31)$$

I_b er som forklart i kapittel 2.4.5 belastningstrømmen. I_n er den nominelle strømmen til vernet. I_z er strømføringssevnen korrigert og I_2 er *strømmen som sikrer utkobling av vernet innen en fastsatt tid* [4]. Reglene er strengere for boliger. I NEK823.423 står det at for vern som beskytter PVC-lederne med et tverrsnitt $\leq 4\text{mm}^2$ Cu, så skal man se på enda et krav:

$$I_2 \leq I_z \quad (2.32)$$

Effektbryterne som brukes i denne sammenhengen blir benyttet for forskjellige situasjoner, og disse er beskrevet for hver sin karakteristikk. Disse er: *B, C, D, K og Z*. Hver av disse har en spesifikk responstid. For boliger og solcelleinstallasjoner på AC-siden brukes B-karakteristikk. For B-, C- og D-karakteristikk er:

$$I_2 = 1.45 \cdot I_n \quad (2.33)$$

Følgende bilde 2.22 viser hvordan I_2 beregnes, hentet fra et datablad:

Karakteristikk	Termisk utløsning ^{a)}			Magnetisk utløsning ^{b)}		
	Liten prøvestrøm I_1	Stor prøvestrøm I_2	Utløsetid	Holder I_{m1}	Bryter I_{m2}	Utløsetid
B	$1,13 \times I_{nom}$	$1,45 \times I_{nom}$	> 1 time < 1 time	$3,0 \times I_{nom}$	$5,0 \times I_{nom}$	> 0,1 sekund < 0,1 sekund
C	$1,13 \times I_{nom}$	$1,45 \times I_{nom}$	> 1 time < 1 time	$5,0 \times I_{nom}$	$10,0 \times I_{nom}$	> 0,1 sekund < 0,1 sekund
D	$1,13 \times I_{nom}$	$1,45 \times I_{nom}$	> 1 time < 1 time	$10,0 \times I_{nom}$	$20,0 \times I_{nom}$	> 0,1 sekund < 0,1 sekund

Figur 2.22: Termisk og magnetisk utløsning. [46].

DC-sone 2 og 3

Siden halvparten av mikrogridet er DC, ble standarden DC-mikronett P2030.10 undersøkt [47]. Den sier at det er krav for beskyttelse bare på den positive polen, på alle laster og kilder. Effektbryteren på 48V-linjen må kunne tåle den høyeste kortslutningsstrømmen. For batterier anbefales Z-karakteristikk.

I følge NEK 712.431, for solcelleinstallasjoner med to strenger (se kapittel 2.2.1), kan man unngå overstrømsvernet. For parallellkobling er det mulig å bruke sperredioder for å hindre reversstrømmer [4].

For nøyre beregninger av kortslutningsstrømmer i batteriinstallasjonen, se standardene NEK IEC 61660-1/2.

Beskyttelse mot overspenninger

DC-sone 2

Solcelleinstallasjoner er bygd opp av følsomme komponenter, som må beskyttes mot overspenninger. Overspenningsvernet må være spesielt tilpasset solcelleanlegget. Som vanlig anbefales overspenningsvern av type 2, men i alle situasjonene hvor det er behov for beskyttelse mot lynneslag og separasjonsavstand, kan man løse problemet med to overspenningsvern av type 1 og 2 i serie. I Jumla område er det nok med type 2 (se kapittel 2.4.7).

Dette vernet monteres i nærheten av omformeren, og ved behov én til langt ifra.

2.4.7 Jordingsystemet

Jordingssystemet i anlegget er en viktig beskyttelsesfunksjon som hindrer fare for husdyr og mennesker. Høy berøringsspenning og brann kan være en konsekvens av å ikke ha en velfungerende jordingssystem.

AC-sone 1 og 4

I sone 4 er det i praksis en kabel eller skinne koblet mellom transformatorens nøytralpunkt (N) og hovedutjevningsskinnen. Derfra går det videre en jordleder til jordelektroden. Kabelen som kobler huset til jordkontakten bør ikke være for lang. Dette er fordi motstanden i kabelen selv ville være for høy og strømmen ville gå mot boligen i stedet. Det er flere typer jordelektroder, og riktig valg av det er viktig for beregningen av jordingsmotstanden. To vanlige brukte elektroder er: [43]:

- Jordspyd.
- Elektroder i fundament.

Med transformatoren i denne koblingen, er det ikke nødvendig å jorde på den siden som knyttes til DC/AC-omformereren fordi omformereren må ha sin egen jordkobling uansett.

DC-sone 3

Spenningsnivået i systemet for DC-sonen er 48V DC, det vil si at det er en lavere verdi enn DC-grensen for fare som ligger på 120V. Det er også kalt *Extra Low Voltage* (ELV). Det er krav til jordingsystemet på den negative polen og kalles *Protected Extra Low Voltage* (PELV) for systembeskyttelsen. Da blir det enklere å lese en tilfeldig jordfeil på den positive polen. I dag er det vanlig å ha dette systemet innebygd i DC/DC-omformereren.[4]

DC-sone 2

Siden systemet dekker en arealflate på ca. $10 m^2$ med solcelleanlegget, er sannsynligheten for at lyn treffer anlegget eller nærheten av anlegget høyere. Det anbefales å ha noen induktanser i DC-sone 2 og 3 slik at når lynet treffer, reagerer induktansene som en motstand, på grunn av de høye frekvensene generert av lynet. Det er lite lynaktivitet i området rundt Tila landsby. Dette gjelder også i monsunesesongen [48].

Funksjonsjording

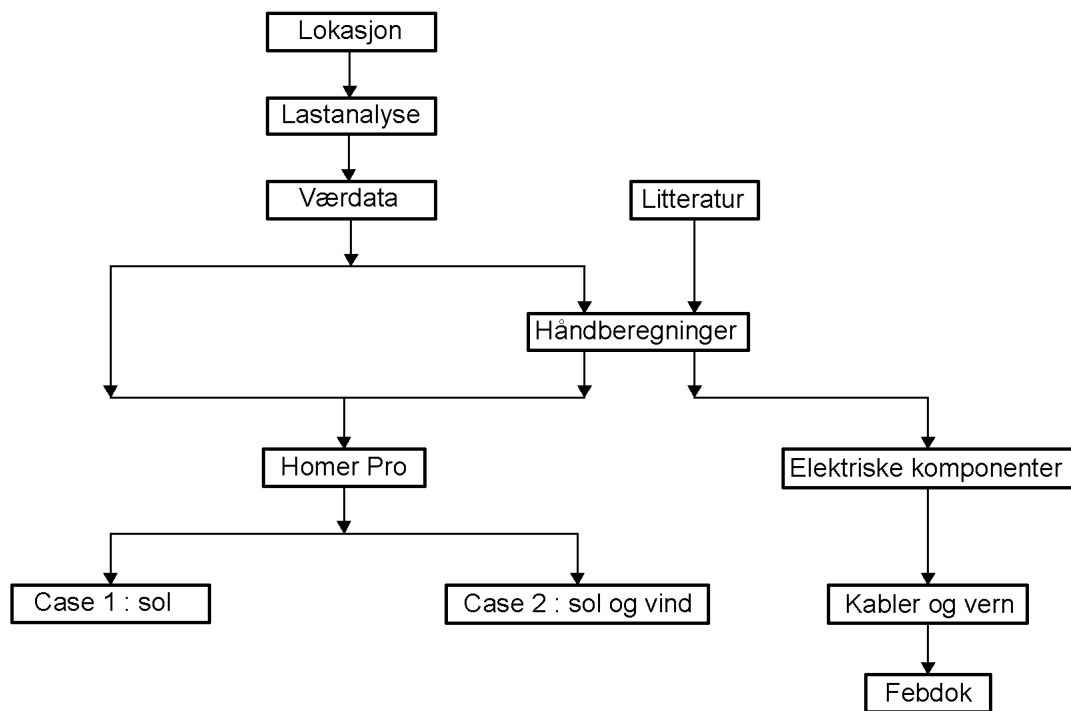
Funksjonsjording er en kobling til jord, vanligvis med en motstand på linjen. Dette sikrer at de elektriske komponentene fungerer som de skal. I solcelleinstallasjoner gjøres dette mellom utkoblingsutstyret og DC/AC-omformereren.

Som et beskyttelsestiltak er det også plassert utkoblingsutstyr på funksjonsjordlederen.

Hvis systemet ikke bruker en DC/AC-omformer med innebygd batterikontroller, da skal det kobles en funksjonsjordingsleder mellom kontrolleren og overbelastningsvernet som beskytter batteripakken.

Kapittel 3

Metoder



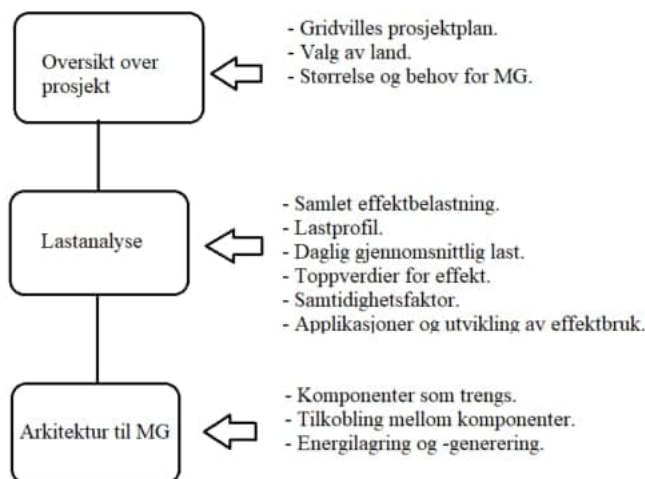
Figur 3.1: Flytskjema over metoden for dimensjoneringsprosessen.

3.1 Datainnsamling

Innsamlet data kommer blant annet fra vindforhold, solstrålingsverdier og temperatur for stedet.

Oppstartsfasen

I figur 3.2 er det presentert en kortfattet framgangsmåte i oppstartsfasen. Her var dialog med Gridville og forståelse av deres prosjektplan viktig.



Figur 3.2: *Oppstartsfasen av planleggingen.*

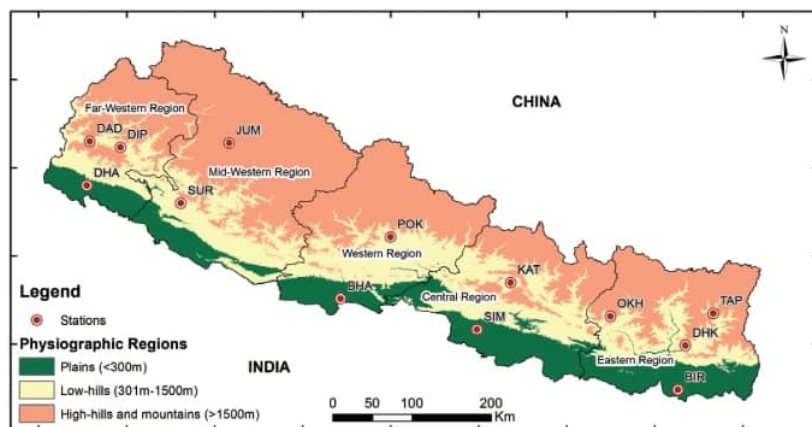
Valg av lokasjon

Med så mange ulike landsbyer og mindre samfunn uten tilgang til elektrisitet, var det vanskelig å vite hvor man skulle begynne. Valget falt på landsbyen Tila som befinner seg i Jumla, Nepal. Følgende punkter var bakgrunn for valget:

- Nærhet til meteorologisk stasjon.
- Vindforhold.
- Mulighet for utnyttelse av vannkraft ved senere anledning.
- Solforhold.

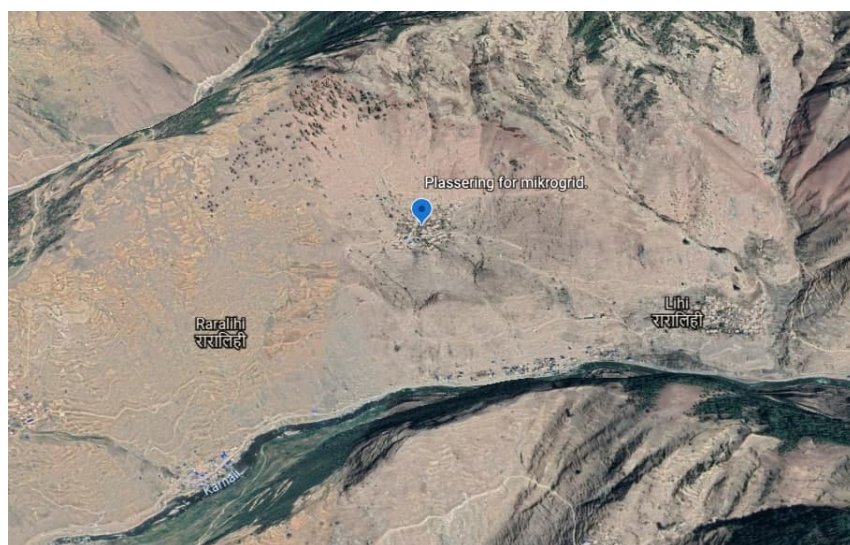
Landsbyen befinner seg på 2400 høydemeter og området rundt er dekket av trær, gressletter og dyrket mark. Befolkningen er generelt fattig med litt over 2600 husstander. Landsbyen vil bli brukt som et utgangspunkt i PV- og vindturbindimensjoneringen, grunnet gode data fra området. Det nøyaktige stedet er lengre unna, rundt to mil i sør-vestlig retning. Benytter vinddata fra lokal målestasjon i Jumla som en forenkling.

Værstasjoner spredd rundt i Nepal vil også være viktig i form av valg av sted. I figur 3.3 ser man et kart over Nepal med inndeling av tre regioner: sletter, lavfjell og høyfjell. De ulike værstasjonene er i vist som røde punkter, der Jumla (JUM) på 3.3 blir fokus.



Figur 3.3: Lokasjoner av meteorologiske stasjoner og fysiografiske regioner [49].

I figur 3.4 er lokasjonen for det planlagte mikrogridet. Nordlig retning blir her oppover på kartet. Valget for lokasjonen falt også på kort avstand til nærmeste vannstryk, i dette tilfellet ca. 680 meter målt med avstandsfunksjonen i Google Earth som man ser nederst på figuren. En annen viktig faktor var her at landsbyen har sol fra tidlig på dagen i øst til sent på kvelden i vest. Koordinatene til stedet er: $29^{\circ}14'07''\text{N}$ $81^{\circ}57'38''\text{Ø}$.



Figur 3.4: 3D-kart over valgt lokasjon i Google Earth.

Lastanalyse

Gjennomgangen av lastanalysen i prosjektet er tatt utgangspunkt i ulike casestudier om typiske applikasjoner, daglig forbruk og typer energikilder i avsidesliggende strøk i Nepal. Blant annet disse kildene har vært sentral: [50, 16]. I tillegg er det hentet inspirasjon fra feltrapporten til Ida Fuchs på hennes befarings i Kalinchowk i Nepal.

Laget en oversikt over totalt forbruk som representerer fire husstander i en fattig landsby i Nepal. Disse verdiene brukes senere for grunnlaget videre i dimensjoneringsfasen.

Husstander

Har sett på totalt fire husstander, der to og to har lik lastprofil. Det er benyttet 24-timersmålinger, i all hovedsak laveffektsapplikasjoner som vil bli dekket av mikrogridet. Videre er de ulike enhetene og effektforbruket presentert. Følgende data er hentet fra [50] og samlet i tabellform i 4.1.

Applikasjoner

Inspirasjonen kommer fra en diagnostisk rapport basert på energitilgang i rurale strøk, som World Bank Group og ESMAP har utviklet [51].

Har valgt å ta med høyeffektsapplikasjoner som riskoker og vannkoker i utregningene. Bakgrunnen er problemene som ble tatt opp i delkapittel 1.1, der forbruk av ved til matlaging er et helsemessig problem.

En annen viktig framgangsmåte var å se på undersøkelser som er gjort for en mengde med husstander. I rapporten var det blitt gjort en undersøkelse blant 114 avsidesliggende husstander, noe som gir en god kartlegging av type applikasjoner.

Samtidighetsfaktor

Bakgrunnen for samtidighetsfaktor er tatt utgangspunkt i forholdet mellom topplast og effekten ved samtidig bruk av alle applikasjonene, hentet fra kilde [43, 1]. Topplast og applikasjoner for H1 og H2 er grunnlaget for utregningen.

3.1.1 Vinndata

Hovedsakelig funnet fra feltrapporter for stedet, samt fra meteorologiske stasjoner fra Department of Hydrology and Meteorology of the Government of Nepal. Disse dataene blir benyttet videre i analysen om vindenergipotensial basert på WPD fra delkapittel 2.2.3. Har valgt å se bort fra Weibull sin sannsynlighetsmodell grunnet mangel på data. En Weibull-modell vil ikke bli nøyaktig nok for oppgaven.

Størrelse på vindturbin

Ved størrelse på vindturbin er det tatt utgangspunkt i at den vil øke forsyningssikkerheten ved å være en ekstra energikilde sammen med solcellene. En ønsket mekanisk effekt som den skal operere på ved den gjennomsnittlige vindhastighet er funnet fra figur 4.4.

Forenkling av vinddata

En antakelse ble gjort at de målte verdiene i en hub-høyde på 10 meter også gjelder for valgt lokasjon. Selv om landsbyen ligger rundt to mil unna og topografien er litt annerledes, er det gjort en forenkling. Helst bør man også måle både temperatur, trykk og luftfuktighet for å finne lufttettheten, ettersom denne faktoren påvirker den mekaniske effekten.

Erfaringsutveksling

Har også vært i kontakt med Bernhard Kvaal fra TrønderEnergi og hans erfaring med å sette opp et mikronett basert på vindturbin, solcelleanlegg og batterilagring. Her ble spesielt driftssikkerheten og viktige momenter ved bygging diskutert. Alt fra støy, ekstremvinder og avstand til nærliggende husstander ble tatt opp som hovedpunkter.

3.1.2 Solinnstråling

For å finne solinnstråling er de globale verdiene hentet fra PVGIS. De er presentert som summen av direkte og diffus stråling, altså global horisontal solinnstråling. Verdiene kommer fra en bestemt retning på solcellene, og ikke såkalt *tracking* som følger solen i løpet av dagen. I valg av tilt ble det brukt en tiltverdi $\beta = 30^\circ$. Bakgrunnen for valget kommer fra en artikkel om å finne den optimale tiltvinkelen for et solcellepanel i Kathmandu, Nepal [52].

Behandling av solinnstrålingsdata

Dataene for solinnstråling var fra 2016. Dataene ble importert inn i Microsoft Excel for videre behandling av rådata. Rådataene bestod av verdier på antall $[\frac{W}{m^2}]$ med et måleintervall på 60 minutter. Disse dataene ble så lagt inn i diagrammet 4.2 for å enkelt kunne sammenligne hver enkelt måned. For å få dataene fra PVGIS over på denne formen ble integralet under graf 4.2 funnet. Her ble trapesmetoden brukt i Excel. Resultatet av disse utregningene ble vist i tabell 4.3.

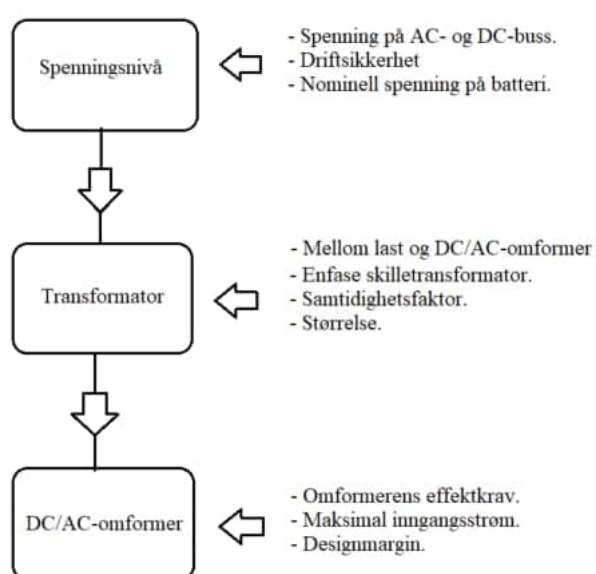
3.1.3 Temperatur

Ved innhenting av temperaturdata for området ble PVGIS brukt der temperaturverdier for hele året fra 2013-2016. For presentasjonen av dataene ble disse overført til Excel der både maksimal og minimum gjennomsnittsverdi for hver av månedene er vist i figur 4.5.

3.2 Dimensjoneringsfasen

Modellen har inngangsdata med lav til middels treffsikkerhet. Spesielt vinddata og estimering av energiproduksjon over et år for vindturbinen kan gi et unøyaktig resultat ettersom data ikke er fra den nøyaktige lokasjonen.

Del 1 av dimensjoneringsfasen besto av kartlegging av behov og lastanalyser. Etter utførelsen av punktene beskrevet i 3.2, var neste steg komponentene. I figur 3.5 er det beskrevet en forenklet versjon av framgangsmåten benyttet i prosjekteringsfasen. Boken [1] har vært et godt grunnlag gjennom hele dimensjoneringsprosessen. Boken skal gi ingeniører fundamental kunnskap om design og operasjon av elektriske system i øymodus for utviklingsland. Formålet var å benytte håndberegninger, for deretter å sjekke hvordan disse fungerte i et simulert scenario i programmet Homer Pro.



Figur 3.5: Viser fasen etter lastanalysen.

Forskjellige systemer

Som tidligere beskrevet i denne oppgaven så har forskjellige geografiske steder i verden forskjellige naturressurser. I oppgaven skal to ulike systemer testes mot hverandre. Dette er for å se hvilket system som er billigst og mest effektivt å bruke.

Case 1: Sol

Denne modellen baserer energiproduksjonen sin på kun solceller. Denne modellen passer som oftest best på plasser med jevnt mye sol, men med en relativt stor batteribank kan man oppnå god forsyningssikkerhet selv på plasser med varierende vær og lengre perioder uten mye solstråling.

Case 2: Sol og vind

Denne modellen blir referert til som referansemodell i Gridville sin prosjektplan. Denne modellen går ut på at systemet bruker energien fra en vindturbin og dekker det resterende energibehovet ved hjelp av solceller. Denne modellen passer som oftest godt på plasser med varierende vær. Da solcellene kan dekke behovet når det er lite vind og vindturbinen kan produsere energi når det er lite sol. Det er svært sjelden at man har mye sol og vind samtidig, derfor er dette en aktuell modell for Nepal.

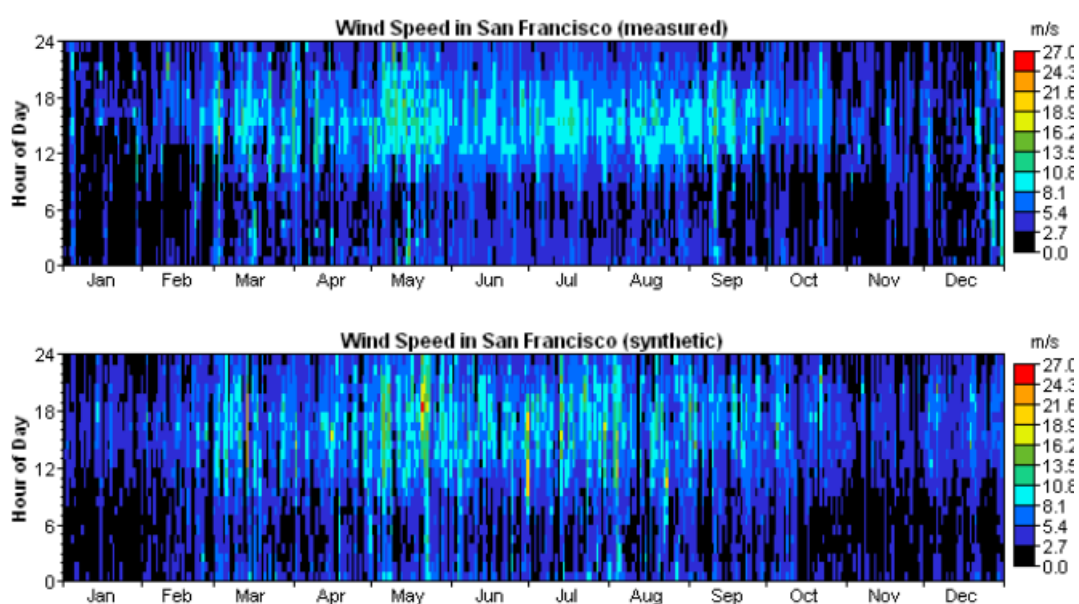
3.2.1 Homer

Homer Pro er en programvare for simulering av mikrogrid og optimalisering av design. Her kan man se på alt fra mikrogrid i øymodus til store mikrogrid som er tilkoblet sentralnettet [53]. Det brukes til å vurdere de økonomiske aspektene, men programmet har også gode tabeller og resultater av simuleringene. Det som er unikt med Homer Pro er at man har muligheten til å laste opp en lastprofil fra det prosjektet som skal dimensjoneres. Setter så inn lokasjonen for prosjektet og minimumskrav for komponenter i systemet. Så kjører Homer simuleringer der man blant annet kommer fram til et system som oppfyller kravene satt i tillegg til at det er den billigste konfigurasjonen. Bakgrunnen for valg av Homer var at det ble brukt for å finne potensialet for et hybridssystem i øymodus for Universitetet i Kathmandu, se [54].

Validering av de syntiserte vind- og soldataene opp mot målte data var viktig i prosessen. Under følger bakgrunnen for hvordan Homer gjør denne kalkuleringen for sol og vind.

Vinddata i Homer

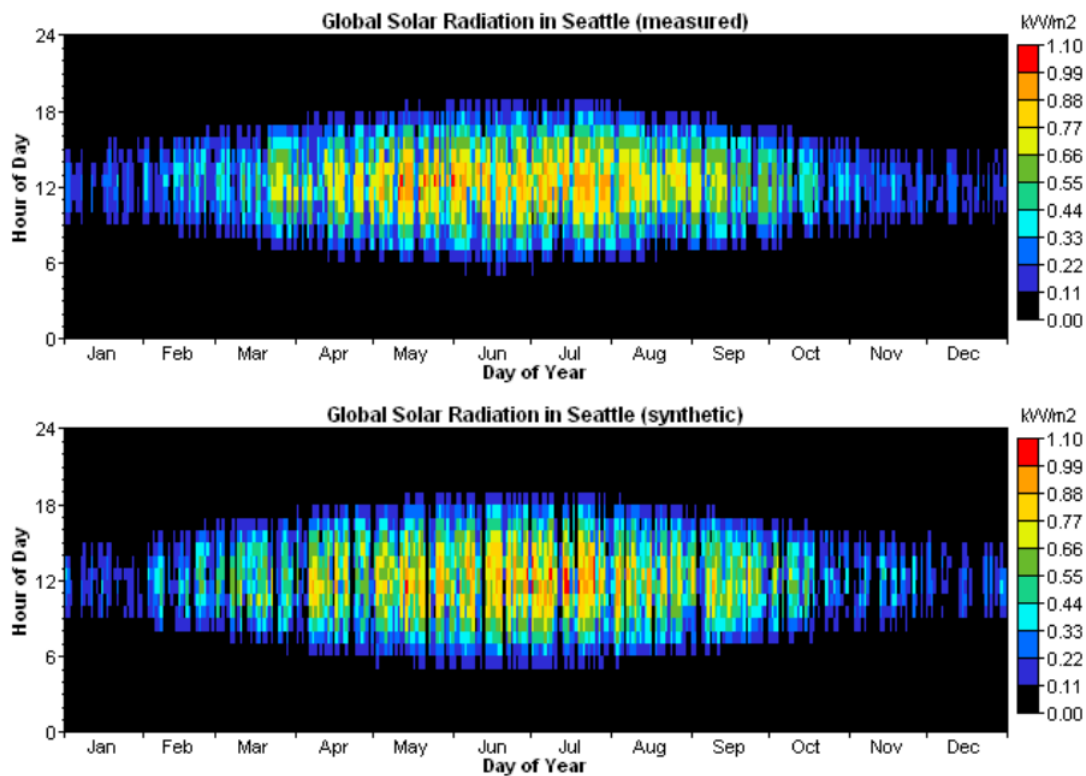
Homer følger en prosess på fem steg for å simulere ett år med vinddata fra stedet, der første steg er en algoritme. På steg nr. 2 setter Homer sammen et helt år med data ved hjelp av kalkulert gjennomsnittlig døgnhastighet for vinden. De neste tre stegene består av en sannsynlighetsvurdering av dataene, og gjør det om til en normalfordeling, før den gjør enda en sannsynlighetstransformering om til en Weibull-distribusjon. Under ser man to såkalte D-kart som demonstrerer resultatene til mellom de syntetiske vinddataene og målt vindhastighet over et år for San Francisco. Figur 3.6 viser at D-kartet for målte og kalkulerte verdier treffer bra både på tidspunkt på døgnet og ulike måneder [55].



Figur 3.6: Sammenligning av to D-kart som viser målte og kalkulerte verdier for vindhastigheten [55].

Soldata i Homer

Homer genererer syntetiske soldata for hver time ved hjelp av månedlige gjennomsnittlige data. Den benytter en algoritme som produserer realistiske timesdata og er enkel i bruk ettersom den kun behøver høydemeter og gjennomsnittsverdi for tolv måneder. De syntetiske dataene lager så et mønster for å lage et mest mulig realistisk resultat for hver dag i året. I figur 3.7 ser man de målte og kalkulerte D-kartene har mange likheter. En forskjell er at de kalkulerte soldataene har enkelte dager med tilnærmet null solinnstråling, noe som i realiteten sjeldent vil inntreffe [56].



Figur 3.7: D-kart over målte og syntetiske soldata for et helt år [56].

3.2.2 Energilagring

Innen energilagring var driftsikkerhet og vedlikehold de viktigste faktorene for utvelgelse av batteri. Deretter var effektivitet, livstid og kostnad andre viktige momenter. Her er det valgt å skille mellom litium- og blysyrebatteri ettersom disse er vanligst i øymodusapplikasjoner.

3.2.3 Kabler og vern

For beregningen av kabler og vern i systemet har NEK400:2018 6.utgave [4], opplag 2 vært grunnlaget. NEK 400 er en normsamling som er det sentrale henvisningsgrunnlaget for forskrifter om elektriske lavspenningsanlegg (FEL). Forskriften viser til NEK400 som en måte å oppfylle forskriften på. Denne er benyttet for dimensjoneringer av hovedkabelen som går til lasten. Tverrsnitt på kabel, spenningsfall og motstand i kabel er funnet og framgangsmåten er vist i vedlegg B.

Sone 4

Fremgangsmåten som er beskrevet er den samme for alle kabler og vern. Som en forenkling er bare én tatt med. Tabellene som ble brukt i denne prosessen finnes i vedlegg A.

For sone 4, skal det vises hvordan man velger riktig kabel og vern for bolig eller annen in-

stallasjon. Med referanse til figur 2.18a, er det kabel nr. 6 som skal være i fokus for demonstrasjonen av fremgangsmåten. Først finner man laststrømmen i kabel nr. 6. Denne kobler transformatoren til hovedfordelingen. Har antatt at de ligger i samme rom som ikke er en del av husholdningene. Kabelen må tåle summen av alle effektene i de fire husholdningene ($(Hus\ nr.1 + Hus\ nr.2) \cdot 2$) som er på 4412 W. Effekten og spenningen på linjen er hovedfaktorene som påvirker beregningen av laststrømmen, siden effektfaktoren er konstant. Ved bruk av formel 2.23 og formel 2.25, finner man I_b , som ganget med spenningsfaktoren $c_{max} = 1.1$, øker laststrømmen med 10% for å ha en sikkerhetsmargin.

$$I_{b6,max} = \frac{P \cdot c_{max}}{V \cdot \cos\phi} = 23.44\ A \quad (3.1)$$

Som forklart i kapittel 2.4.5 må man for hver kabelinstallasjon ha en casestudie. Dette er med tanke på hvordan og hvor kabelen skal festes eller plasseres. Forslaget er å ha tre PVC-isolerte kobberledere, fordi fordelingsystemet som er valgt er TN-S system 230V enfase. Enten i et enkelt rør eller kabelkanal festet på vegg, for å ikke øke kostandene i selve prosjektet.

Det er også viktig å sjekke om man må korrigere strømføringssevne til kabelen med tanke på sted, temperatur, flere kabler som rører hverandre, eller 3. harmoniske forstyrrelser.

Husinstallasjonen er laget med tanke på enklest mulig løsning. Likevel skal temperaturen korrigeres til 35°C ved bruk av tabellen 52B-14, som er $k_1 = 0.94$. Skilletransformatoren beskytter mot 3. harmoniske og siden det bare er én kurs, trenger ikke tabell 52B-17 for reduksjonsfaktoren å bli brukt.

Etter vurderingen av korreksjonsfaktorene, benyttes tabell 52A-2 som forteller hvilken referanseinstallasjonsmetode som tilsvarener enlederkabler i rør eller i kabelkanal, som for begge to er metode B1.

Deretter brukes tabell 52B-1 basert på referanseinstallasjonsmetode, sammen med type kabelisolasjon og antall ledere. Det forteller hvilken tabell som brukes for valg av kabelverrsnitt. Det er tabell 52B-2, kolonne 4 for kobber (Cu). Der finner man kabelverrsnittet som har en større strømføringssevne enn belastningsstrømmen (se formelen 2.26). Den som velges er $3 \times 4\text{mm}^2$ fordi $I_{z,korr} = 32\ A \cdot 0.94 = 30.08\ A$

I dette steget velger man også størrelsen I_n til automatsikring og jordfeilautomat, som må tilfredstille krav 1 (se formel 2.30). De vanlige verdier er: 6 A, 10 A, 13 A, 16 A, 20 A, 25 A

osv. Den som passer i dette tilfellet er 25 A.

$$23.44 A \leq 25 A \leq 30.98 A \quad (3.2)$$

Ved å undersøke krav 2 for kabel til hovedfordeling, (se formel 2.31) er vern med B-utløsekarakteristikk en god løsning.

$$1.45 \cdot 25 A \leq 1.45 \cdot 27.84 A \quad (3.3)$$

Kravet sier at spenningsfallet ikke må være større en 3% fra generatorkilde til husholdning. Det regnes ut for linje nr. 6 ved bruk av formlene 2.28 og 2.29.

Febdok

Febdok er markedsledende innen beregning av elektriske anlegg i Norge. Programmet ble benyttet til å dimensjonere ledninger og vern, samt kontrollere vernets bryteevne og utkoblingstid. Håndberegningene var grunnlaget for dimensjoneringen, og Febdok var for å sjekke at alt stemte.

En beskrivelse av stegene gjort i Febdok er vist i skjema B.1. Først velger man type strømforsyning. Her er den lavspente strømfordelingen vist i figur B.2. På den første siden er det flere innstillinger som er viktig å sette inn riktig slik at de videre beregningene stemmer. Valg av fordelingsystemet er blant disse. Sammen med antall faser, spenningen, frekvensen, den totale effekten (P_n) som skal dimensjoneres for og effekt faktoren ($\cos\phi$). Etter at alt er satt inn, må man akseptere at data er riktig. Dette gjøres ved å gå på *oppstrømsnett*, øverst i høyre hjørne.

Deretter er det valg av kabel og utstyr som plasseres på kurs 6, se figur B.3. Her ble det valgt referanseinstallasjonsmetode først, korreksjonsfaktor for temperatur og lengde på selve kabelen. Det neste steget er å velge kabelen slik at den tilfredstiller krav 1 (se formel 2.26). Her må man også passe på å velge riktig kabeltype (flerleder kabel eller enleder kabel).

Videre er valg av vern for beskyttelse mot kortslutningsstrømmer. Kan velge mellom: automat-sikring m/u jfb, smeltesikring eller effektbryter. Den nominelle strømmen til vernet (I_n) må være på en verdi som oppfyller kravet 2.31 eller 2.32. For å kunne komme fram til resultatene på Febdok, må man også passe på selektivitet (se underkapittel 2.4.6) og utkoblingstiden (se underkapittel 2.4.6).

Kapittel 4

Resultater: Dimensjonering

4.1 Datainnsamling

4.1.1 Lastanalyse

Husstander

Under testen ble kun laveffektsapplikasjoner i husholdning nr. 1 benyttet, og det elektriske forbruket er lavt. Husholdningen består av to foreldre og en eldre sønn. De bor i et tradisjonelt hus i landsbyen Braga på 3470 høydemeter. I tillegg til elektrisitet, benyttes det rundt 4000 kg ved og 15 kg LPG i husstanden per år [50].

Husholdning nr. 2 består av to foreldre og en eldre sønn, i likhet med husholdning nr. 1. De bor i et tradisjonelt hus i samme landsby. Også her er daglig energiforbruk relativt lik husholdning nr. 1, men med én vesentlig forskjell. Hovedforskjellen er topplasten mellom husstandene. Grunnet bruken av blenderen (350 W) og vannkoker (1.65 kW), ble flere medium- og høyeffekttopper registrert med en maksimal topplast på 1,74 kW [50].

I tabell 4.1 ser man de to ulike husholdningene presentert, med forskjellig forbruk i løpet av en dag. H2 vil i oppgaven representere fremtidig bruk av mikrogridet, og hvordan utviklingen av effektforbruk kan endre seg over tid.

Lastprofil

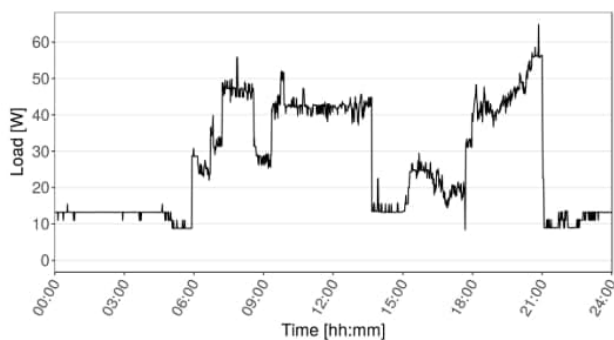
Gjennomsnittlig forbruk for H1 og H2 er relativt likt for begge husholdninger (633.5 og 1010 $\frac{Wh}{dag}$). Forskjellen i topplastene varierer mye, noe som blir påvirket av hvilken type last som blir brukt. Generelt sett kan man se på energiforbruk innen lys, kommunikasjon og radio/TV som

	Husholdning nr. 1	Husholdning nr. 2
Gjennomsnittlig effekt	26,4 W	42 W
Topplast	65,8 W	1740 W
Lastforbruk per dag	633.5 $\frac{Wh}{dag}$	1010 $\frac{Wh}{dag}$
Typer elektriske applikasjoner	Riskoker, TV, mobiltelefon og lys.	Riskoker, blender, vannkoker, radio, mobil og lys.

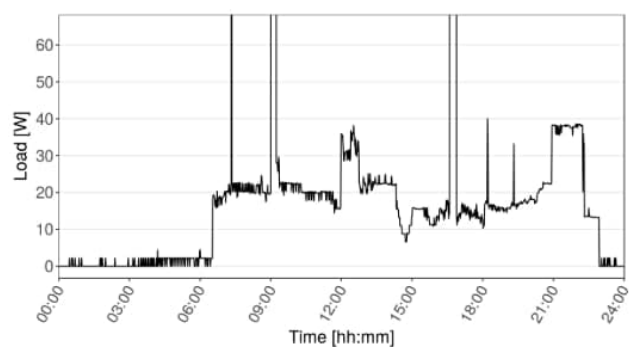
Tabell 4.1: Effektforbruk i løpet av en dag for husholdningene.

enkelt å forsyne. En gjennomsnittlig husstand kan dermed forsynes med rundt 150 W, hvis kun slike applikasjoner blir benyttet. Når elektrisitet også blir brukt for matlaging og oppvarming, må man ha en høyere effektkapasitet, gjerne mellom 1-1,5 kW [50].

På figur 4.1a er topplasten under 100 W ettersom kun TV med LCD-skjerm, lys og mobiltelefoner var i bruk. Fra kl. 6 blir det konsumert mer effekt ettersom dagen vanligvis starter, noe som gjelder begge husholdningene. Lite elektrisitet blir benyttet på dagtid, spesielt fra kl. 14-18. Typisk elektrisk forbruk for slike hjem er effekttopper mellom kl. 6-12, og fra kl. 18-22.



(a) Husholdning nr.1



(b) Husholdning nr.2

Figur 4.1: Bildene over viser lastprofil for husholdningene [50].

Applikasjoner

I tabell 4.2 er det presentert et forslag til applikasjoner som kan bli benyttet i en husstand i tillegg til brukstiden for hver enkelt enhet. De fleste hus i Nepal vil ikke ha så mange ulike enheter, men slike applikasjoner er blant de mer vanlige i husholdninger. Antar tre smartmobiler, ettersom man kan anta minimum ett barn i huset.

Applikasjon	Antall enheter	Watt [W]	Total effekt [W]	Brukstid per dag	Effekt i [Wh]
Riskoker	1	400	400	15 min	100
Blender	1	350	350	5 min	29,16
Smartmobil - opplading	3	6	18	4 timer	72
Lys	3	25	75	4 timer	300
Radio	1	7	7	30 min	3,5
TV - LCD	1	150	150	1 time	150
Vannkoker	1	1650	1650	5 min	137,5
Sum	11	2588	2650	9 t og 55 min.	792,2

Tabell 4.2: Oversikt over elektriske enheter, brukstid og effektforbruk [57].

4.1.2 Solforhold

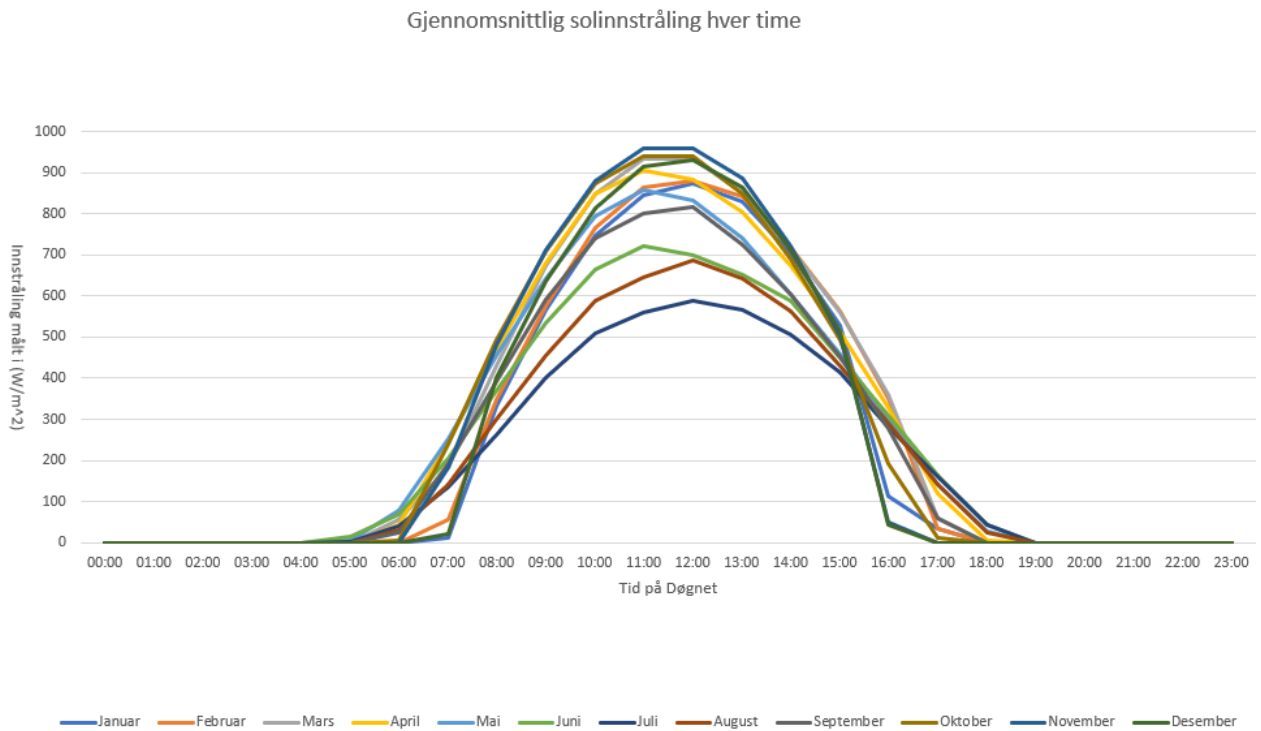
I figur 4.2 er de gjennomsnittlige strålingsverdiene for hver time i de forskjellige månedene lastet ned. Månedene juni, juli og august er de tre månedene som blir utgangspunktet for dimensjonering av solcellene. Grunnen til at disse månedene er de med minst solstråling er at fra juni til august har Nepal regnesong. Det fører til stor dannelse av skyer grunnet fuktig vær som fører til lite direkte solstråling. Figur 4.3 tar for seg den gjennomsnittlige solstrålingen gjennom de forskjellige månedene i 2016. Målingene er tatt fra 2016 som er de siste målingene som ligger ute på PVGIS. Figur 4.3 viser de samme tendensene som i figur 4.2. Juli vil være den måneden med minst gjennomsnittlig global solstråling, og vil være den dimensjonerende faktoren for solcellesystemet.

Gjennomsnittlig $\left[\frac{Wh}{m^2}\right]$ per døgn											
Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
5581	5973	6578	6490	6187	5480	4473	4922	5667	6436	6247	5839

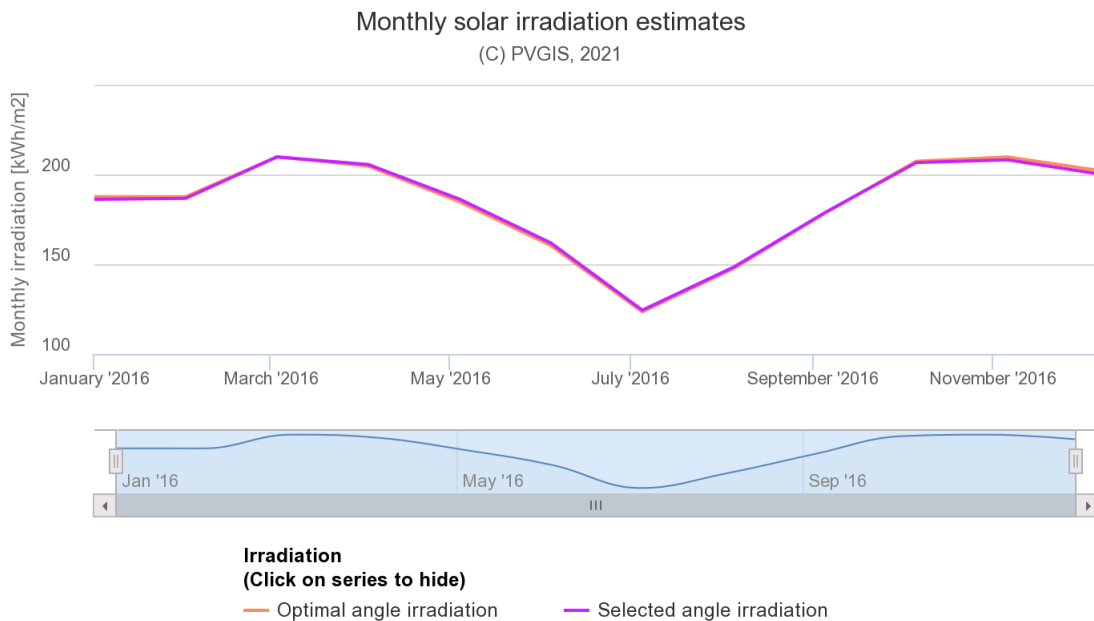
Tabell 4.3: Gjennomsnittlig solinnstråling per døgn for et helt år.

4.1.3 Vindforhold

Vindhastigheten varierer i gjennomsnitt mellom 2,25-2,9 $\frac{m}{s}$ årlig, som vist i figur 4.4b. En viktig betraktning er vindhastighet per time for et helt døgn, som man ser i figur 4.4a. Den mest vindfulle tiden på døgnet er rundt kl. 13:00 med vindhastigheter på mellom 4,5-7 $\frac{m}{s}$, avhengig av måned. Vindhastigheten øker rundt kl. 08 og synker igjen etter kl. 13. Maksimal energiproduksjon blir mellom kl. 08 og 19, der vindhastigheten på natten ikke er høy nok for energiutnyttelse.



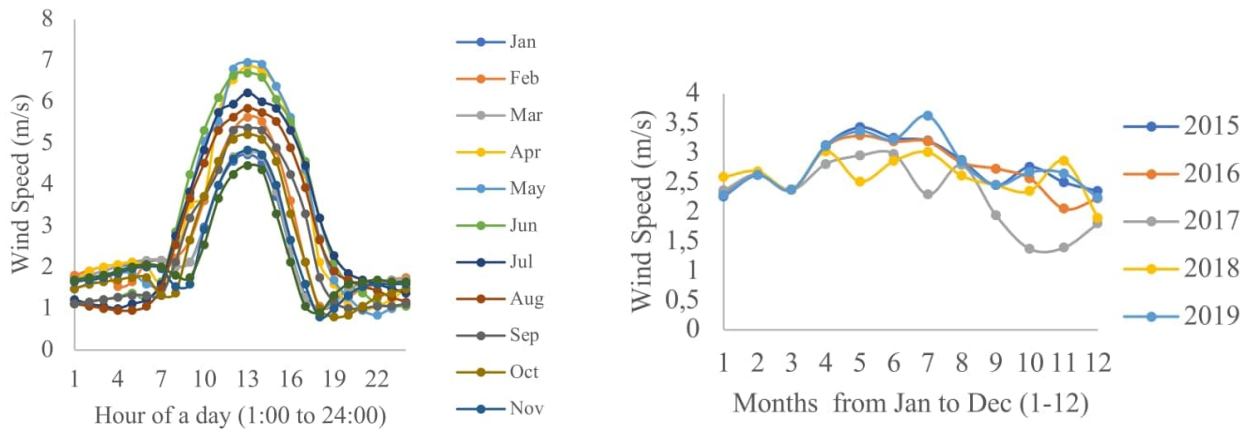
Figur 4.2: Gjennomsnittlig global solinnstråling i Tila landsby [58].



Figur 4.3: Gjennomsnittlig solstråling per måned.

4.1.4 Temperatur

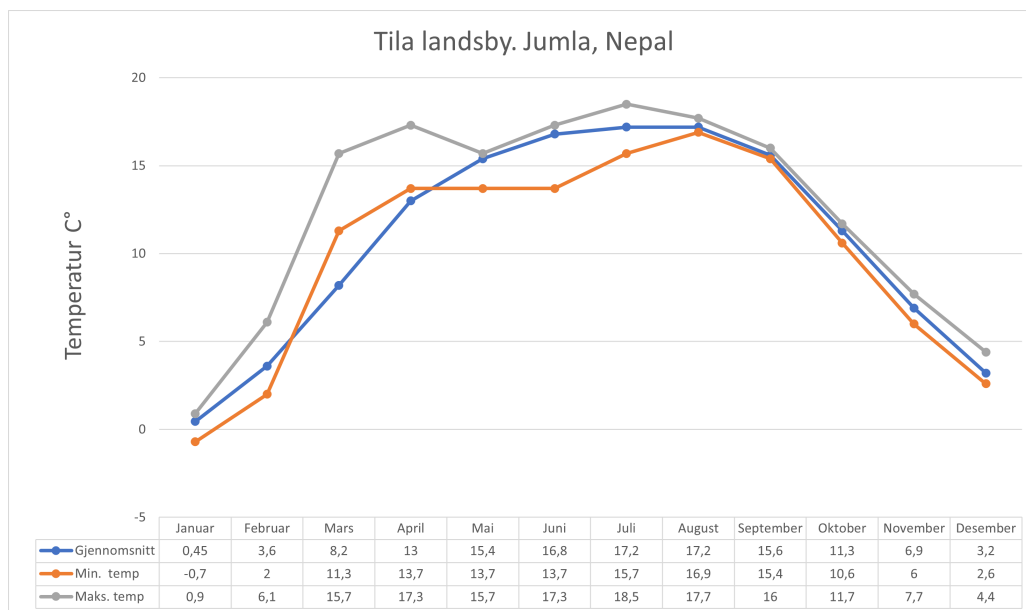
Figur 4.5 viser gjennomsnittsverdiene for årene 2013-2016 for landsbyen Tila. Forskjellen mellom minimal og maksimal gjennomsnittstemperatur er større i vår- og sommermånedene, men lik utover høsten. Temperaturen påvirker vindenergiproduksjonen ettersom lufttettheten vari-



(a) Vindhastighet basert på et døgn for ulike måneder. (b) Gjennomsnittlig vindhastighet fra 2015-2019

Figur 4.4: Vinddata for Jumla basert på ulike måneder og samlet data for fem år [59].

erer med temperaturen. Forenkler modellen og ser på høydemeter ved utregning av mekanisk effekt for vindturbinen basert på lufttetthet. For dimensjoneringsfasen er flere steg gjennomgått.



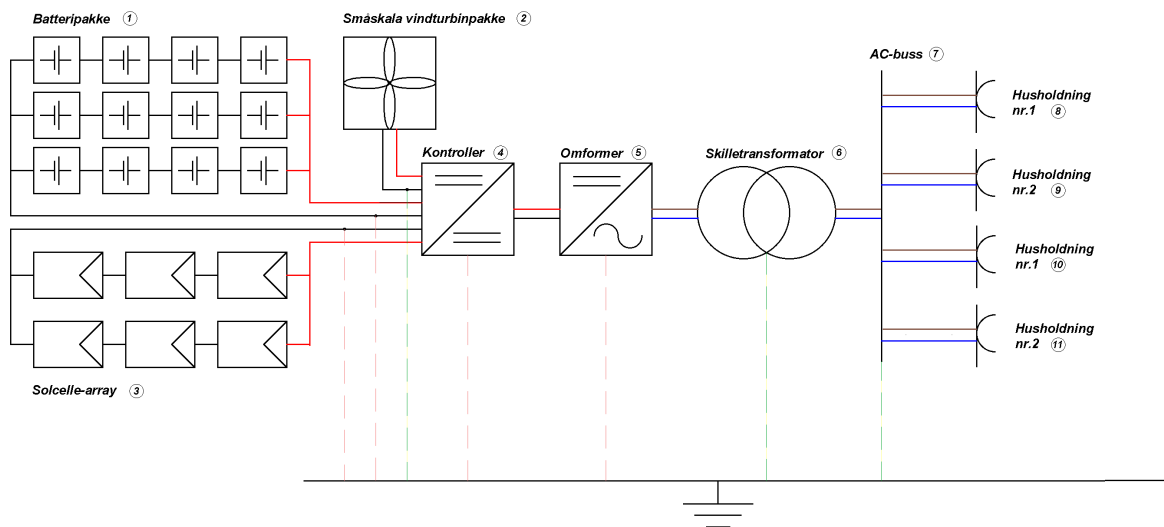
Figur 4.5: Gjennomsnittsverdier for temperatur. Verdier hentet fra PVGIS.

Det fullstendige systemet er skissert i AutoCAD. Deretter er håndberegningene som ligger bak utregningene av systemet presentert. For å se på driftssikkerheten for kabler og vern er mikrogridet dimensjonert i programmet Febdok. Til slutt er de viktigste resultatene fra simuleringen i Homer Pro presentert for case 1 & 2. Som et tillegg er kostnadsoversikten for de to ulike systemene tatt opp, uten å gå i dybden av det.

4.2 Elektriske komponenter

4.2.1 Systemskisse

Figur 4.6 viser planlagt hybridssystem etter håndberegningene med batteripakke og solcelleanlegg. Det er valgt å sette inn en skilletransformator nærmest lasten. Batterikontrolleren er satt opp før batteriet og vil ha hovedansvar for å passe på at batteriet ikke lades for fort opp eller ut. Hvor fort batteriet lades opp og ut vil både være viktig med tanke på sikkerhet, men også med tanke på levetiden.



Figur 4.6: Plan for hybridsystemet.

4.2.2 Fordelingssystem

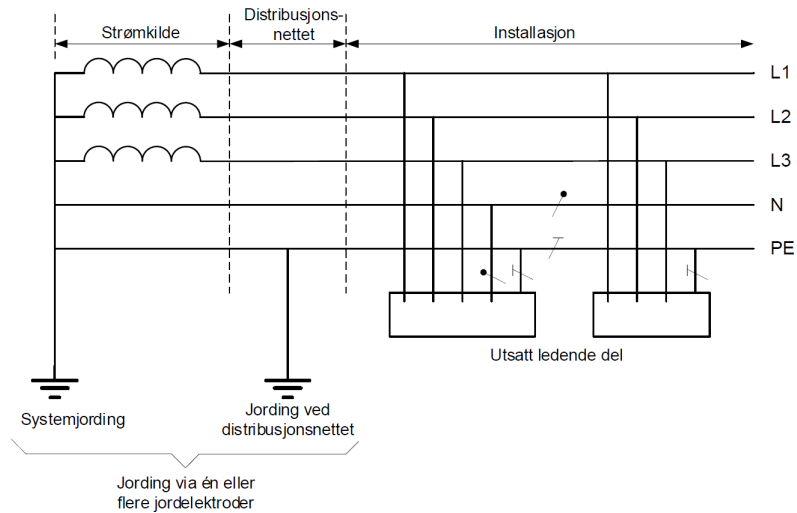
Har antatt at husholdningene i dette øyeblikket ikke har strøm. Det betyr at husene ikke har et system for å levere effekt til utstyret. Med tanke på parametrene som systemet skal dekke og sikkerhet, er følgende TN-S-system foreslått:

- Enfase 230V AC, to ledninger (L_1 og N).
- Frekvens på 50 Hz.
- Jordelektroden skal være et bånd i grøft eller spydelektrode med en jordfeilvern og jordfeilvarsler.

Hovedgrunnen for valg av TN-S-systemet er at i følge testresultater [24] er denne type nett den eneste som klarer å identifisere forskjellen mellom last og feilstrøm, slik at vern kan koble ut. Både TT-, IT- og TN-nett var med i testen som omhandlet system i øymodus. TN-systemet

kan også oppdateres med en fase til (L_2) for bruk av 400V. Som konsekvens kan ledere ha et mindre tverrsnitt og mindre tap [24].

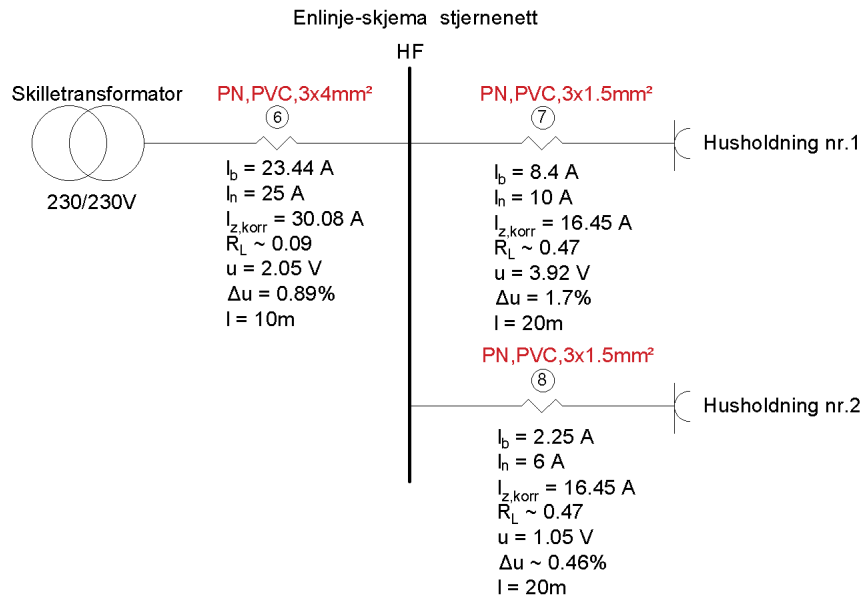
Figur 4.7 ble hentet fra NEK400 og viser hvordan man kan tegne et TN-S-system.



Figur 4.7: Trefase TN-S-system [4].

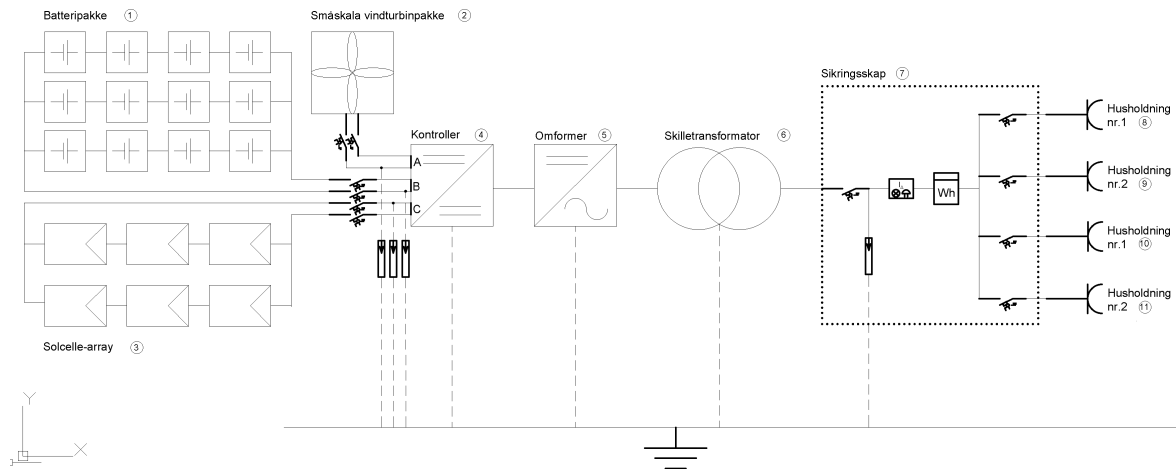
4.2.3 Kabler og vern

Ved bruk av metoden beskrevet i kapittel 3.2.3, er det skissert et enlinjeskjema til stjernenetet med ferdig dimensjonerte kabler og vern fra transformatoren til husholdning 1 og 2. Utregningene og tankemåten, steg-for-steg er vist i vedlegg B. I figur 4.8 under, er det tegnet opp et forslag. Kurs nr. 9 og 10 er ikke med i tegningen. Dette fordi de er lik kurs nr. 7 og 8, som vist i figur 2.18a.



Figur 4.8: Enlinjeskjema av kabler og vern i systemet, inkludert håndberegninger.

I tillegg til det, viser bilde 4.9 beskyttelsestiltak som er plassert i hele systemet. Skissen er tegnet i AutoCAD og er ment som et forslag basert på vern og kabler.



Figur 4.9: *Systemskisse med vern skissert i AutoCAD.*

Legende:

Overspenningsvern	
Automat m/jfb	
Jordfeilvarsler	
Jord	
Wattimemåler	
Jordingsstikkontakt	

Figur 4.10: *Legende til figur 4.9*

For å dobbeltsjekke håndberegningene, er Febdok benyttet. I tabell 4.4 er verdiene nesten like for beregningene og det dimensjonerte anlegget i Febdok. Laststrømmene er større fordi en dimensjoneringsfaktor (c_{max}) er brukt. Denne øker laststrømmen slik at systemet har en sikkerhetsmargin for valg av kabelverrsnittet, som vist i formel 3.1. I vedlegg B, figur B.1 er hele systemet i Febdok vist.

Kabelnavn: PN 3G4 Cu				
	Kommentar	Kurs 6	Kurs 7	Kurs 8
Tverrsnitt	Kabeltverrsnitt	4mm^2	$1,5\text{mm}^2$	$1,5\text{mm}^2$
I_b	Laststrømmen	21,3 A	8,2 A	2,4 A
$I_{n,a}$	Merkestrøm til automatsikring/karakteristikk	25 A / B	10 A / B	6 A / B
$I_{n,j}$	Merkestrøm til jordfeilvern	30 mA	30 mA	30 mA
$I_{z,korr}$	Strømsføringsevne	29,9 A	16,4 A	16,4 A
R_L	Resistiv motstand på kurs	$0,1 \omega$	$0,8 \omega$	$1,4 \omega$
u	Spenningsfall på kurs i volt	2,1	6,4	3,4
ΔU	Spenningsfall på kurs i %	1 %	2 %	0,6 %
l	Lengde på kurs	10 m	20 m	20 m
Kortslutningsstrømmer i hovedfordeling [kA]				
I_{kmax}	3,50			
I_{kmin}	1,00			
I_{pkmax}	5,14			
Kortslutningsstrømmer i gruppefordeling [kA]				
I_{kmax}	1,62			
I_{kmin}	0,67			
I_{pkmax}	2,33			

Tabell 4.4: Verdier hentet fra Febdok for de ulike kursene i mikrogridet.

4.2.4 Skilletransformator

Skilletransformatoren er den transformatoren som står nærmest lasten. Den vil ha som hovedoppgave å skille kraftelektronikken fra fordelingsnettet til husene. I lastanalysen har de totalt fire husene en tilkoblet last på 6286 W. At de fire forskjellige husene bruker alle applikasjonene samtidig er usannsynlig. En samtidighetsfaktor i likning 4.3 er regnet ut. Denne samtidighetsfaktoren er basert på en målt topplast. Verdien for dimensjonering av transformatoren regnes ut med følgende formel:

$$P_{maxlast} = P_{tilkobletlast} \cdot \alpha_{samtidighet} \quad (4.1)$$

$$P_{maxlast} = 6286\text{W} \cdot 0,7 = 4400\text{W} \quad (4.2)$$

Må anta at husene kan dra 4,4 kW i dimensjonering av denne skilletransformatoren og resten av lavspenningssystemet.

4.2.5 DC/AC-omformer

Samtidighetsfaktor

Samtidighetsfaktoren blir et viktig utgangspunkt for dimensjoneringen av DC/AC-omformeren. Kan anta at samtidighetsfaktoren er mindre enn 1 og dermed kan mindre og billigere utstyr benyttes. For eksempel hvis total applikasjonseffekt er 5 kW med en samtidighetsfaktor på 0.6, kan man benytte en transformator på 3 kW istedenfor en dyrere på 5 kW [1].

Husstand	Tilkoblet last [W]	Topplast [W]
H1	643	466
H2	2500	1740
Sum	3143	2206

Tabell 4.5: Viser totalt tilkoblet last for husstand H1 og H2.

Samtidighetsfaktoren blir regnet ut i 4.3, der $P_{peak,H1}=466$ W og $P_{peak,H2}=1740$ W blir brukt fra informasjonen oppgitt tidligere og i bilde 4.1b. Antar her $P_{peak,H1}=466$ W fordi riskokeren også er i bruk. I tabell 4.5 er alle lastene for hver av husholdningene summert. Under er resultatet fra tabellen benyttet for å regne ut samtidighetsfaktoren for systemet på fire husstander, to av H1 og to av H2.

$$\alpha = \frac{P_{\Sigma, max}}{\sum_{i=1}^n P_{i, max}} = \frac{H1 + H1 + H2 + H2}{\text{Tilkoblet last for husstandene}} \quad (4.3)$$

$$= \frac{1740W + 1740W + 466W + 466W}{2500W + 2500W + 643W + 643W} \approx 0.7$$

Effektkrav

En gjennomsnittlig temperatur i sommermånedene på rundt 25°C er basert på temperaturgraf 4.5, men dimensjonerer for opp mot 35°C. Benytter dermed designmargin lik 0,2. Denne marginen blir også brukt for utviklingsland i boken [1]. Summen av topplaster her er for fire husstander, dobbelt av det som er presentert i tabell 4.5. Overdimensjonerer DC/AC-omformeren

her for å kunne utnytte systemet i framtiden med flere laster.

$$\text{Omformerens effektkrav} = 4412W \cdot (1 + 0.2) = 5294W \approx 5300W. \quad (4.4)$$

Formelen er hentet fra delkapittel 2.4.3.

Inngangsstrøm DC/AC-omformereren

En viktig kalkulasjon blir å bestemme maksimal inngangsstrøm på DC-siden av omformereren. Som nevnt i delkapittel 2.4.3, vil effektiviteten variere ut ifra effektforbruk. Fra graf 2.15 kan en gjennomsnittlig effektivitet på rundt 85% i løpet av en lengre tidsperiode være realistisk. Denne verdien anbefaler også boken [1]. Maksimal inngangsstrøm på DC-siden finnes på følgende måte [1]:

$$I_{max,DC} = \frac{\text{Omformerens effektkrav}}{\text{Nominell batterispenning} \cdot \text{Omformerens effektivitet}} \quad (4.5)$$

$$I_{max,DC} = \frac{P_{krav}}{V_{DC} \cdot \eta_{inv}} \quad (4.6)$$

$$I_{max,DC} = \frac{5300W}{48V \cdot 0.85} = 129,9A \approx 130A \quad (4.7)$$

Spesifikasjoner

For enkelhets skyld er DC/AC-omformerens spesifikasjoner presentert i tabell 4.6 under. Dette vil være et forslag til valg av DC/AC-omformer som oppnår noen av de utvalgte kriteriene fra seleksjonsprosessen. I utvelgelsen har riktig størrelse på omformereren, arbeidstemperatur, THD og om den kan operere på et gitt antall høydemeter vært viktig.

4.2.6 Energilagring

Fremgangsmåten for dimensjonering av batteribank er hentet fra boka [1]. Første steg er å ta det daglige energiforbruket og dele på effektiviteten til DC/AC-omformerne og spenningen.

$$\text{Gjennomsnittlig batterilast} = \frac{3280Wh}{0,85 \cdot 48V} = 80,4Ah \quad (4.8)$$

Parameter	Krav	ATO-OGI Model 6048/6096
Maks kontinuerlig utgangseffekt	5,3 kW	6 kW
Nominell inngangsspenning	48 V	48 V
Nominell utgangsspenning	230 V	230 V
Utgangsfrekvens	50 Hz	50 Hz $\pm 5\%$
Effektivitet	85% (antatt)	> 85% (full last)
THD	< 5%	< 3%
Arbeidstemperatur (C°)	Opp til 40	Fra -10 til 50
Maksimal høyde over havet	> 2600 moh.	< 3000 moh.
Pris		\$ 1520

Tabell 4.6: *Krav og utvalgte spesifikasjoner til en bestemt DC/AC-omformer [60].*

Må kompensere for at batteriene ikke kan holde like mye energi på slutten av sin levetid. Går ut fra at de har igjen 80% av sin kapasitet på slutten av levetiden, basert på [1]. Systemet skal klare å forsyne seg selv i tre dager uten produksjon av strøm [61], med bakgrunn fra teori i boka [1].

$$C_x = 3 \cdot 80,4Ah \cdot \frac{1}{0,8} = 301Ah \quad (4.9)$$

Må videre ta hensyn til at batterier normalt ikke bør lades helt ut og velger maksimal utladning på 50%. Det vil si en DoD = 0,5. Bakgrunnen for valget kommer fra vedlegg D og figur D.5 som viser livssykluser som funksjon av kapasiteten. I tillegg til boka [1].

$$C'_x = 301Ah \cdot \frac{1}{0,5} = 602Ah \quad (4.10)$$

For å teste om denne løsningen vil tilfredstille krav om maksimal utladning på 50%, sjekkes den daglige utladingen.

$$DoD_{daglig} = \frac{80,4Ah}{602Ah} \cdot 100 = 13,3\% \quad (4.11)$$

Den normale daglige utladingen vil stort sett ikke være på mer enn 13%. Batteriet vil få lengre levetid enn det man kan forvente med en daglig utladning på 50%. Har med et punkt for ekstra

margin for å kompensere for temperaturskjeller og andre tap denne modellen ser bort fra. Denne ekstra marginen er satt til 7,5% i boken [1]. Velger å bruke den samme verdien.

$$C_x'' = 603Ah \cdot (1 + 0,075) = 647Ah \quad (4.12)$$

Er avhengig av å koble sammen flere batteri for å oppnå ønsket kapasitet og spenning på batteribanken. Det første er hvilken spenning batteriene har i forhold til systemet. Benytter et type batteri som har 12V terminalspenning og kapasitet på 215 Ah ved 100 timer. Verdiene er hentet fra datablad i vedlegg D.4. Formelen er hentet fra 2.20:

$$\text{Batteri per streng} = \frac{48V}{12V} = 4 \quad (4.13)$$

Må seriekoble fire batteri for å oppnå ønsket spenning. I ligning 4.14 kommer antall strenger koblet i parallell for å oppnå ønsket kapasitet. Hentet fra formel 2.21:

$$\text{Antall batteristrenger} = \frac{647Ah}{215Ah} \approx 3 \quad (4.14)$$

	Verdi [Ah]	Funnet fra	Formel
Gjennomsnittlig batterilast	80,4	Lastestimat, DC/AC-omformers effektivitet og batteriets nominelle spenning.	2.15
C_x	301	Gjennomsnittlig batterilast, dager med uavhengighet og livssyklusvurdering.	2.16
C_x'	602	C_x , maksimal utladningsdybde.	2.17
C_x''	648	C_x' og designmargin.	2.19

Tabell 4.7: Oppsummering av batteriets oppladningskapasitet.

Sikkerhetsmessige hensyn

Fra NEK400, tillegg 806B [4] er et par eksempler på egnet lokasjon for batteripakken slik at systemet er sikkert. Helst bør det være i et eget eller adgangsbegrenset rom. Ideelt sett bør batteribanken være i et eget rom med god ventilasjon. Figur 4.5 viser også at vintermånedene er kalde i Tila. En løsning på problemet kan være tildekning av styrofoam rundt batteriene og ekstra utvendig isolasjon for kalde vinter måneder.

4.3 Case 1: Kun sol

Dette oppsettet vil kun bruke sol til produksjon av energi, men vil fortsatt bruke samme batteribank, DC/AC-omformer og skilletransformator som case 2. Systemet er også avhengig

av en annen batterikontroller enn i hybridanlegget.

Solceller

Data om solinnstråling ble gjort i kapittel 4.1.2. Juli er den måneden med minst stråling med $4472 \frac{Wh}{m^2}$ per døgn. Denne verdien danner grunnlaget i dimensjoneringen av solcellene. Det første er å regne ut en kapasitetsfaktor [1]:

$$\text{Kapasitetsfaktor} = \frac{4,473kWh}{24} = 0,1863 \quad (4.15)$$

Det neste er å ta det daglige forbruket av energi som er $3280 Wh$ og dele det på kapasitetsfaktor, virkningsgrad DC/AC-omformer (85%) og 24 timer for et døgn.

$$P_{pv} = \frac{3280Wh}{24 \cdot 0,1863 \cdot 0,85} = 863W \quad (4.16)$$

Neste ledd er å kompensere for skygge. Fra kart over Tila landsby er det god plass til å plassere solceller uten skygge fra trær, hus eller andre gjenstander. Det kan potensielt påvirke systemet at det ligger halvveis nede i en dal. Antar en skygge på rundt 25% og kompenserer for det, med bakgrunn fra [1].

$$P'_{pv} = \frac{863W}{1 - 0,25} = 1150W \quad (4.17)$$

Solcellepaneler fungerer ikke like godt under ekstremt varme forhold. Tar med en variabel som skal kompensere for varme dager. Boken [1] anbefaler å legge til 0,5% per grad over $25^\circ C$ som kan oppstå. Det er valgt å kompensere med 10%. Solcellene kan da takle varme opp mot $45^\circ C$ og fortsatt produsere nok energi.

$$P''_{pv} = \frac{1150W}{1 - 0,1} = 1277W \quad (4.18)$$

Det siste man må kompensere for er at Nepal har en regnsesong som varer fra juni til august. Da har man flere dager med lite solinnstråling. I boken [1] er det regnet med 30% minskning av solinnstråling i regnsesonger som i Nepal.

$$P'''_{pv} = \frac{1277W}{1 - 0,3} = 1825W \quad (4.19)$$

Solcellemodulene kommer fra det norske firmaet *REC*. Solcellene er REC alpha series 360 W og blir brukt i utregningene. Databladet vises fra vedlegg D.2. Antall paneler i systemet er neste steg. Trenger litt over fem paneler. Runder her oppover for å være sikker på at det dekker behovet.

$$\text{Antall paneler} = \frac{1825W}{360W} = 5,069 \approx 6 \quad (4.20)$$

Ut fra antallet solceller er det valgt å koble opp to strenger med tre paneler i hver streng. Da vil ikke spenningsverdiene overstige for batterikontrollere som er tilgjengelige.

	Verdi [W]	Hentet fra	Formel
P_{PV}	863	Daglig last, kapasitetsfaktor og effektivitet til omformer.	2.4
P'_{PV}	1150	P_{PV} , generering- og lastttap.	2.5
P''_{PV}	1277	P'_{PV} , temperatur og temperaturkoeffisient.	2.6
P'''_{PV}	1825	P''_{PV} , designmargin.	2.7

Tabell 4.8: Designoppsummering av PV-modul.

Potensial for sol

For å regne ut solenergipotensialet for lokasjonen basert på figur 4.2, blir formelen i delkapittel 2.2.1 og ligning 2.1 brukt. Utgangspunktet er juli som måneden med lavest innstråling for måling av PSH.

$$PSH = \frac{1}{R_B} \sum_i^{24} R_i = \frac{1}{960 \frac{W}{m^2}} \cdot 4474 \frac{W}{m^2} \approx 4,7. \quad (4.21)$$

$PSH \geq 3$ og utbygging av et PV-anlegg anses som gunstig også for måneden juli, der det er regnesong og mindre skyfrie dager enn normalt.

Optimalisering av solcellene

Optimalisering av solceller er viktig for å oppnå ønsket effekt. Som nevnt i kapittel 2.2.1 er det flere måter man kan gjøre dette på, både ved å justere azimuth- og tiltvinkel. Noen solcellestativ har motorer som gjør at solcellene følger solen gjennom dagen. Det vil være for dyrt og avansert på et så lite nett.

En studie fra universitetet i Kathmandu viser at man kan få opptil 8% mer energi ut fra solceller ved å justere tiltverdier på en månedlig basis [52]. Studien viser hvordan optimumverdier for tilt spesielt gjennom vinterhalvåret stemmer godt med hvilken breddegrad plassen ligger på. Fra studien fra Kathmandu [52] og anbefalte verdier fra PVGIS, vil en justering av tilt på solcellene to ganger i året være gunstig. Da vil man få en økning i effektivitet i forhold til at de har fast vinkel hele tiden. Da slipper lokalbefolkningen å gjøre dette hver måned og man kan ha to innstillinger på solcellestativet.

Gjennomsnittet fra oktober til mai i denne studien kommer fram til en tiltverdi på $27,125^\circ$ og Kathmandu ligger på $27,7$ breddegrader. Snittet for juni til september gir et snitt på $21,75^\circ$. Fra disse verdiene settes en tiltvinkel på 30° fra oktober til mai og justeres ned til en vinkel på 25° for perioden fra juni til september. En mindre vinkel på sommeren vil hjelpe solcellene med å produsere nok energi når Nepal har sin regnsesong på grunn av en mer optimal vinkel. Azimuthvinkelen settes normalt til null grader for plasser som ligger nord for ekvator. Hvis et tre skygger for solen på morgenen, kan det være lønnsomt å endre azimuthvinkelen for å utnytte solen senere på dagen. Bilde 4.12 viser et oversiktskart over landsbyen. Det røde er landsbyen og det gule er planlagt plassering av solceller. Her unngår man at fjellet som ligger sør for landsbyen (markert i blått) skygger for solen når den er lav på himmelen.

Table-4: Table showing the G_T values for $\beta = 25.33^\circ$ and $\beta = \beta_o$ for each month.

Months	Optimal Tilt angle (β_o)	$G_T (\beta = \beta_o)$ (KWhr.m ² .day ⁻¹)	$G_T (\beta = 25.33^\circ)$ (KWhr.m ² .day ⁻¹)	Difference	Loss (%)
January	28	4.701	4.698	0.003	0.068
February	28	5.671	5.669	0.003	0.044
March	27	6.778	6.776	0.002	0.025
April	26	7.347	7.347	0.000	0.000
May	25	7.173	7.173	0.000	0.001
June	22	6.072	6.066	0.006	0.094
July	20	4.997	4.985	0.012	0.234
August	22	5.041	5.034	0.007	0.135
September	23	4.826	4.823	0.003	0.056
October	27	5.602	5.601	0.001	0.014
November	28	5.236	5.231	0.005	0.095
December	28	4.603	4.599	0.004	0.089
Average	25.33	5.671	5.667	0.004	0.071

Figur 4.11: Utklipp fra studie i Kathmandu om optimal tiltvinkel på solceller. [52].



Figur 4.12: Luftfoto fra Google Earth over valgt lokasjon.

Korreksjon for temperatur og solinnstråling

Verdier er fra vedlegg D for utregningen av korreksjonen for temperatur og solinnstråling. Utgangspunktet i verdiene er hentet fra figur 4.5 og 4.2. Her er oppsummeringen av resultatet i tabellform for laveste og høyeste verdi for effekten.

En oppsummering av verdiene fra vedlegg D er oppsummert i tabell 4.9 under, og blir relevant i utregningen:

Karakteristikker ved STC	Verdi
Nominell effekt	360 W
NOCT	44°C
Temperaturkoeffisient for maks. effekt (α_P)	-0,26 $\frac{\%}{^\circ\text{C}}$

Tabell 4.9: Utvalgte verdier fra datablad for solceller.

Utgangspunktet er månedene med maksimal og minimal solinnstråling. Det er november ($959 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$) og juli ($590 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$). Dette er toppverdiene gitt fra figur 4.2.

Fra figur 4.5 er temperaturen for november 6,9 °C og for juli 17,2 °C. Ved å benytte ligningene

for temperatur og effekt, hentet fra delkapittel 2.2.2, er verdiene T_C og P i tabell 4.10.

$$T_C = T_A + (NOCT - 20) \cdot \frac{G}{800} \quad (4.22)$$

$$P = P_{STC} \cdot \frac{G}{1000} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_p}{100} \cdot (T_C - 25)\right) \quad (4.23)$$

Måned	Temperatur (T_A) [$^{\circ}C$]	Solinnstråling (G) [$\frac{W}{m^2}$]	T_C [$^{\circ}C$]	P [W]
November	6,9	959	35,7	335,7
Juli	17,2	590	34,9	206,9

Tabell 4.10: Resultat ved korreksjon for solinnstråling og temperatur for solcellepanel.

Ut fra resulterende effekt for månedene kan man forvente en dårligere utnyttelse av solcellepanelene når solinnstrålingen er lav og omgivelsestemperaturen er høy. Det forventes spesielt i sommermånedene når det er regnesesong om mindre sollys enn resten av året. I november får man nesten full utnyttelse av panelet, men kun i overkant av 200 W i juli.

Valg av batterikontroller

Batterikontrolleren må takle stor nok spenning og strøm fra solcellene uten å bli ødelagt. Det andre er at batterikontrolleren ikke leverer en strøm som er større enn det batteribanken tåler, slik at ikke batteribanken slites ut. Første steg var å regne ut spenningen fra solcellene og korrigere for temperatur. Spenningen på solcellene vil øke når temperaturen synker. $-5^{\circ}C$ er valgt som dimensjonerende temperatur. Bakgrunnen for valget er kalde vinter måneder i Tila. Regner en spenningsøkning på 0,24% per grad som står i databladet, vedlegg D. Se formlene 2.8 og 2.9.

$$U_{OC,STC} = 3 \cdot 44,1 = 132,3V \quad (4.24)$$

$$U_{OC,MAX} = 132,3 \cdot \left(1 + \frac{-0,24}{100} \cdot (-5 - 25)\right) = 141,82V \approx 142V \quad (4.25)$$

Sjekker at kortslutningsstrømmen på solcellene ikke overstiger den maksimale kortslutningsstrømmen på batterikontrolleren. Det gjøres ved å multiplisere antall strenger med oppgitt kortslutningsstrøm fra databladet til solcellene, vedlegg D.

$$I_{SC,STC} = 2 \cdot 10,23A = 20,46A \quad (4.26)$$

Det neste var ladestrømmen til batteriene i kapittel 4.2.6. Batteriet har 150 Ah og 0,3C ved ti timers kapasitet. Dette ble oppgitt av leverandøren av batteriene, da kapasiteten ved 10 timer ikke står oppført i datablad.

$$I_{ladestrøm} = 0,3 \cdot 150Ah \cdot 3 \text{ strenger} = 135A \quad (4.27)$$

Ut fra disse beregningene og gjennomgang av tilgjengelige batterikontrollere er Victron Smart-Solar MPPT 250/ 60 MC4 laderegulator presentert som forslag.

Parameter	Behov	Victron 250/60
Batterispenning	48 V	48 V
Effekt	> 1800 W	3440 W
Maks kortslutningsstrøm	> 20,46 A	35 A
Maks spenning åpen krets	> 142 V	250 V
Maks ladestrøm	< 135 A	60 A
MPPT	Ja	Ja

Tabell 4.11: Behov og forslag til batterikontroller.

4.4 Case 2: Sol og vind

Vindturbin

I dimensjoneringsfasen for vindturbinen er ønsket rotorstørrelse i forhold til ønsket elektrisk effekt fokus. Formel 2.13 fra delkapittel 2.2.3 blir her brukt. Basert på effektbehovet for husstandene er mekanisk effekt satt til: $P_m = 60 \text{ W}$.

$$A = \frac{2 \cdot P_m}{K_p \cdot \rho_{luft} \cdot v^3} \quad (4.28)$$

For lufttettheten er denne redusert med 25% fordi lokasjonen befinner seg 2400 moh, med bakgrunn fra kapittel 2.2.3 og kilde [24]. Dermed blir $\rho_{luft} = 0.918 \frac{kg}{m^3}$. Gjennomsnittlig vindhastighet på $v = 2,5 \frac{m}{s}$ er hentet fra figur 4.4.

$$A = \frac{2 \cdot 60W}{0,35 \cdot 0,918kg/m^2 \cdot (2,5m/s)^3} \approx 24m^2. \quad (4.29)$$

Hvis det roterende arealet til turbinen blir 24 m^2 , tilsvarer det en avrundet verdi av radiusen til turbinbladet på $r = 2,7 \text{ m}$. Fokuset blir en vindturbin som har lav cut-in og radius på rundt

2,7 meter for å få ut ønsket mekanisk effekt. Ut i fra disse beregningene er utgangspunktet en AWS-HC 5.1 kW vindturbin da denne dekker et areal på $21,6 \text{ m}^2$. Denne turbinen ligger inne i Homer og kan bli brukt i simulering med eller uten PV-anlegget.

Potensial for vind

Fra tabell 2.2 er det valgt en hub-høyde på 10 m. For å nå klasse 4 eller høyere må man her ha en hovedhastighet på over $5,6 \frac{\text{m}}{\text{s}}$. Kun for månedene fra april til august oppnår man de høyest målte gjennomsnittshastighetene rundt kl. 13.00. Vindhastigheten i Jumla er lav, så en lavhastighetsturbin med lav *cut-in-speed* kan bli brukt.

Valg av batterikontroller

Fra parametrene vil en batterikontroller fra AWS som heter WWS50-48-N01 kunne brukes. Denne kontrolleren har inngang for produksjon av både sol og vind. Denne kontrolleren er spesiallaget for vindturbinen som er utgangspunktet og vil fungere som en kontroller for turbinen. Den har også en innebygd *dump load*, som er viktig å ha når batteriene er fulle og produserer mer enn forbruket. Denne kontrolleren har også innbygget AC/DC-omformer slik at vindturbinen som produserer AC kan kobles direkte til batterikontrolleren uten en ekstra omformer.

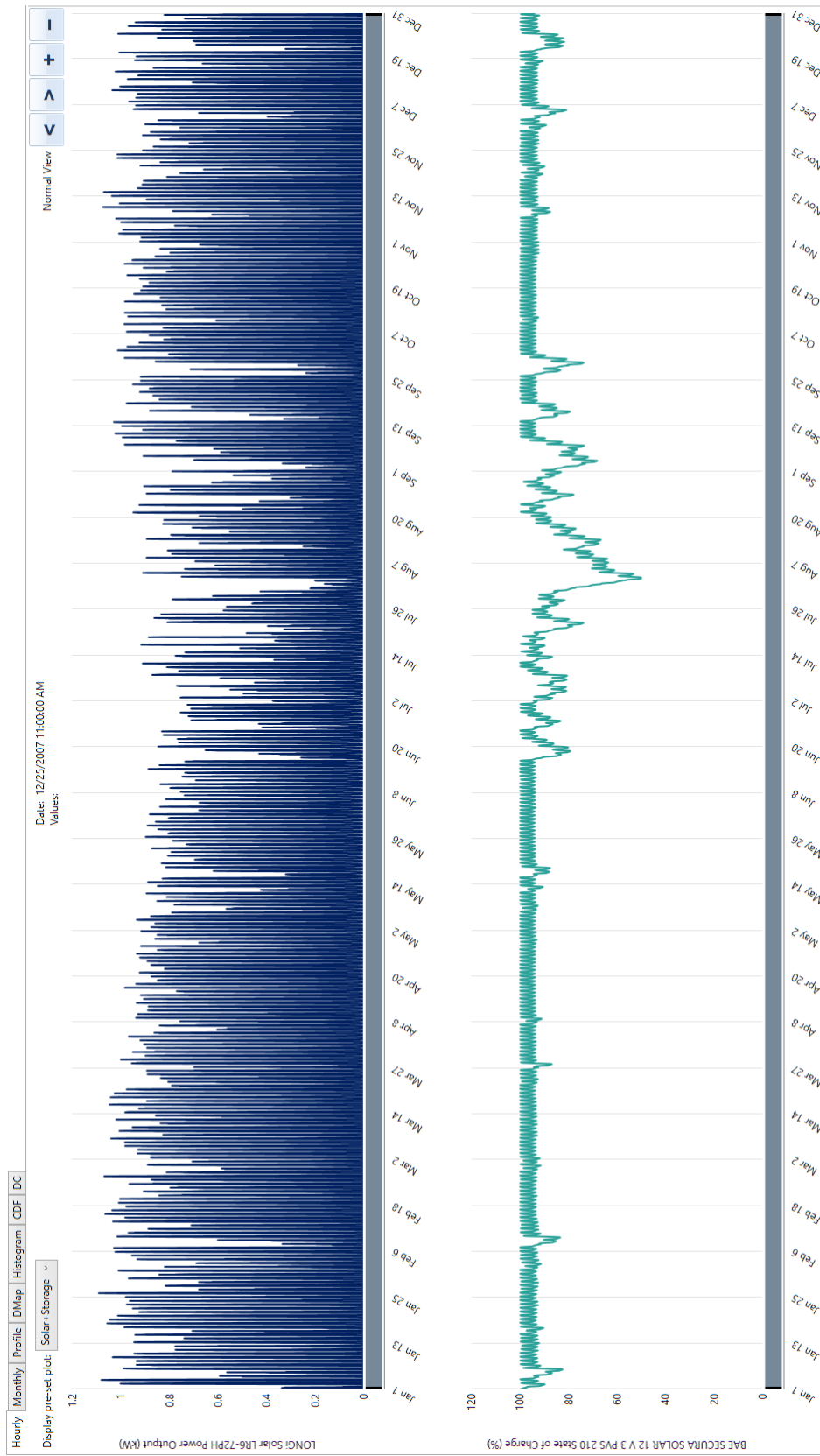
Parameter	Behov	WWS50-48-N01
Batterispenning	48V	48V
Effekt vind	>5700W	7500W
Effekt sol	>1080W	1500W
Innebygget dump load	Ja	Ja

4.5 Simulering i Homer Pro

Case 1

Figur 4.13 viser et plot av produsert solenergi gjennom et år på den øverste grafen og hvor mange prosent som er igjen av batteriet ned til hver enkelt time på den nederste grafen. Fra grafen ligger batteriet jevnt mellom 100% og 80% fra september til starten av juni. Fra juni til september er produksjonen lavere av solenergi noe som kan ses på den øverste grafen.

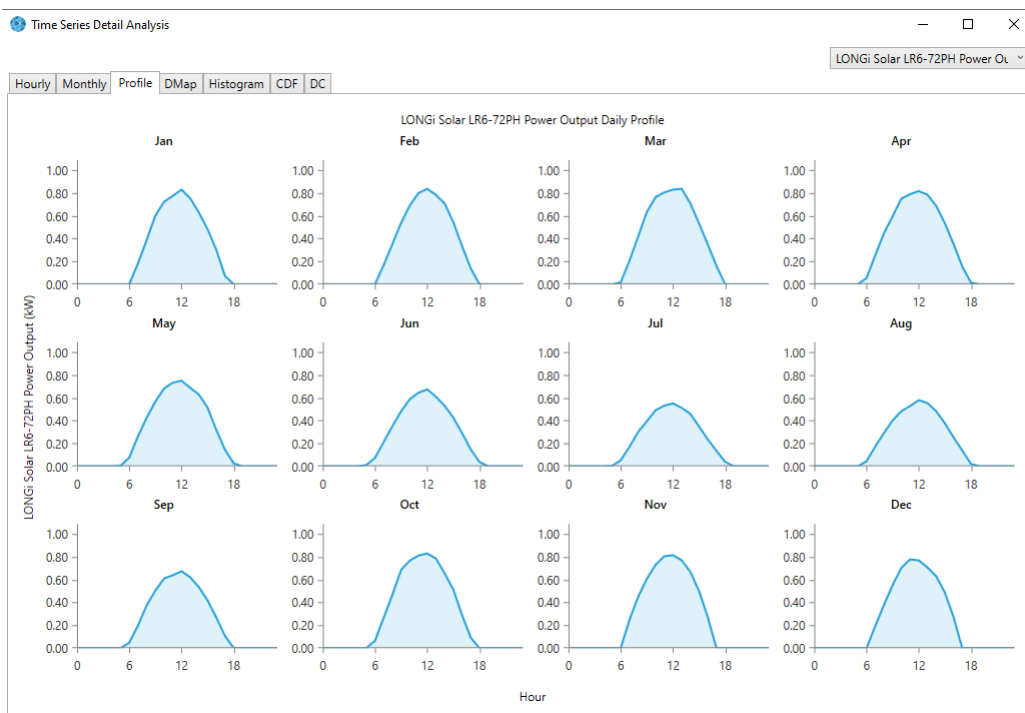
Batteriet skal aldri ha en lavere DoD enn 50%. Ut fra grafen har systemet kun én dag der det er nede på 50%. Systemet har også muligheten til å drifte husene i 105 timer uten produksjon av strøm. Ut fra databladet til batteriet er levetiden på rundt 1300 sykluser når man har en DoD på rundt 20%. Dette vil si at batteriene normalt vil holde i rundt fire år før de må byttes.



Figur 4.13: Utklipp fra simuleringen av case 1

Sesongvariasjoner i produksjon av solenergi

Som tidligere nevnt i delkapittel 4.5 har case 1 en større grad av utlading av batteribanken fra juni til september. Forbruket i systemet er stilt inn til å være likt hele året. På figur 4.14 er gjennomsnittlig produksjon av solenergi gjennom dagen for hver enkelt måned. En minskning i produksjonen av solenergi fra juni til september stemmer bra med synkende SoC på batteribanken disse månedene. Verdier fra Homer stemmer også bra med verdiene fra PVGIS som er representert i 4.3. Månedene fra juni til september er den perioden med minst gjennomsnittlig solstråling og derfor også vil være den tiden med minst produksjon av energi.



Figur 4.14: Solenergi per dag gjennom ett år i case 1.

Case 2

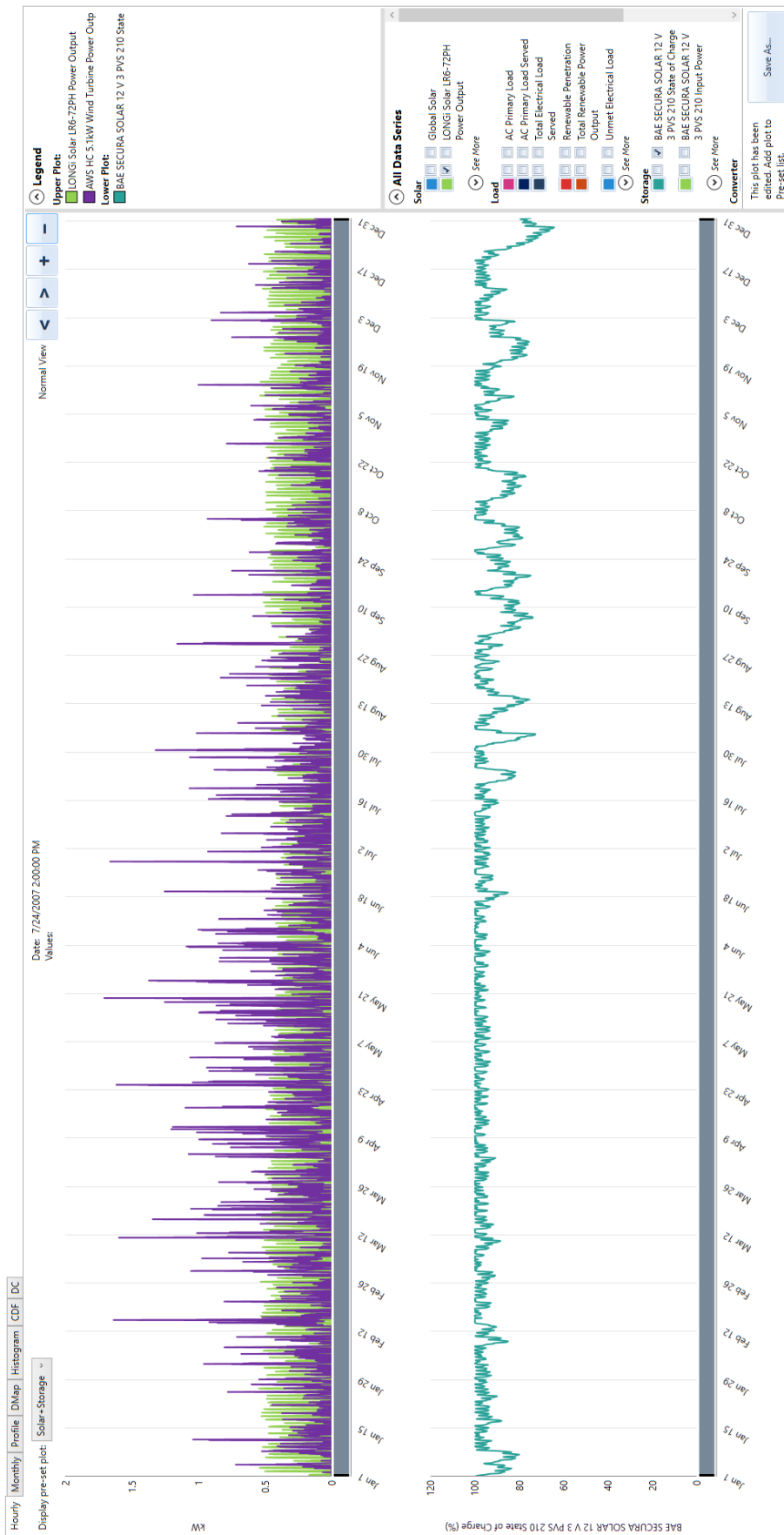
Figur 4.15 viser noen av resultatene fra simuleringen i case 2. Dette systemet har samme batteripakker som i case 1, men i stedet for bare solceller så har den en kombinasjon av solceller og en vindturbin som tidligere nevnt. Dette systemet består av tre solceller og en vindturbin fra AWS.

I den øverste delen av plottet kan man se produksjonen av energi fra de to forskjellige energikildene. Lilla viser det vindturbinen produserer og grønt er det solcellene produserer.

Det nederste plottet viser hvor mange prosent som er igjen på batteribanken. Produksjonen av energi fra solcellene har lik form som i case 1. Systemet ligger på mellom 100% og 80% SoC

mellom midten av januar til starten av juni, dette er både på grunn av at produksjonen av sol er bra i denne perioden , men også at det er denne perioden vindturbinen produserer oftest og mest. Fra starten av juli vil SoC på systemet variere mer enn tidligere, men det vil fortsatt ikke gå ned til en SoC på lavere enn 65%.

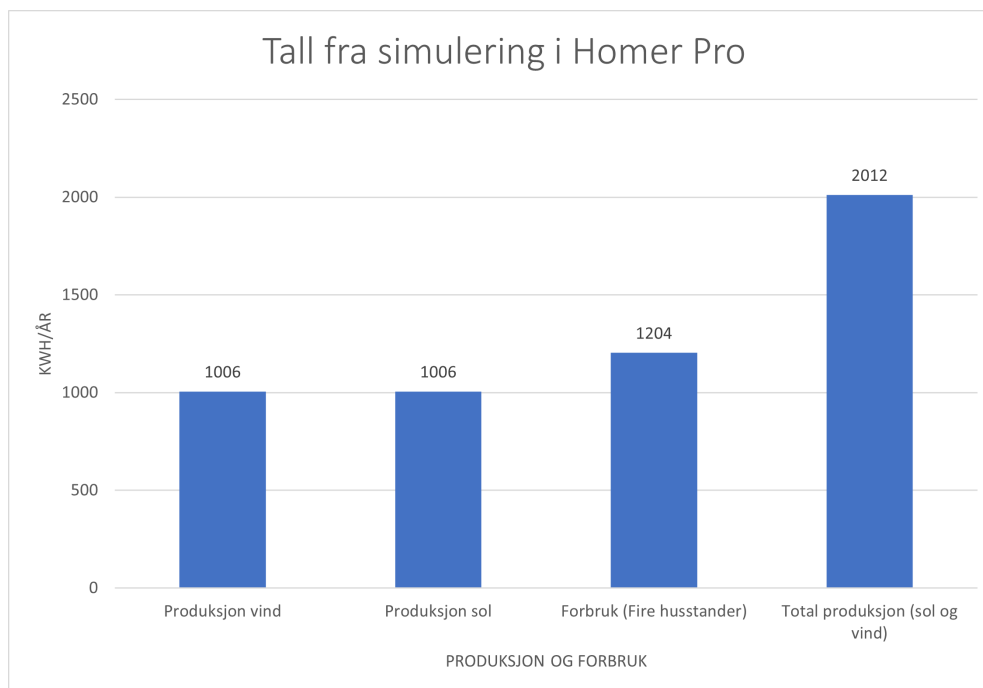
Det som potensielt kan være ugunstig med dette systemet i forhold til case 1 er at batteriverdiene varierer mer over en lengre periode noe som kan føre til dårligere batterilevetid. Ut fra skjemaet så er det fortsatt relativt få ganger batteriet har en Soc på under 75% så det er ikke sikkert at det vil ha så mye å si for levetiden til batteribanken. Fra simuleringene er vindproduksjonen forholdsvis liten i forhold til kapasiteten på vindturbinen. At vindturbinen underpresterer i forhold til kapasiteten var som forventet, da høyfjellsområder i Nepal har lave vindhastigheter. Landsbyen ligger også høyt over havet som gjør at lufttettheten er lavere som også gjør at det er mindre energi å hente ut fra vinden.



Figur 4.15: Utklipp fra simuleringen av case 2

Totalt forbruk og produksjon

Figur 4.16 viser en sammenligning av produksjonen av sol- og vindenergi over et helt år. Her er totalt forbruk for de fire husstandene sett opp mot forventet produksjon fra begge energikildene. Ved å ta gjennomsnittlig utgangseffekt til energikildene delt på gjennomsnittlig last får man 167% i dekning. Kan dermed si at det dimensjonerte hybridssystemet har høy pålitelighet. Flere personer per husstand eller applikasjoner benyttet for oppvarming er en mulighet ettersom produksjonen er høy i forhold til forbruk.

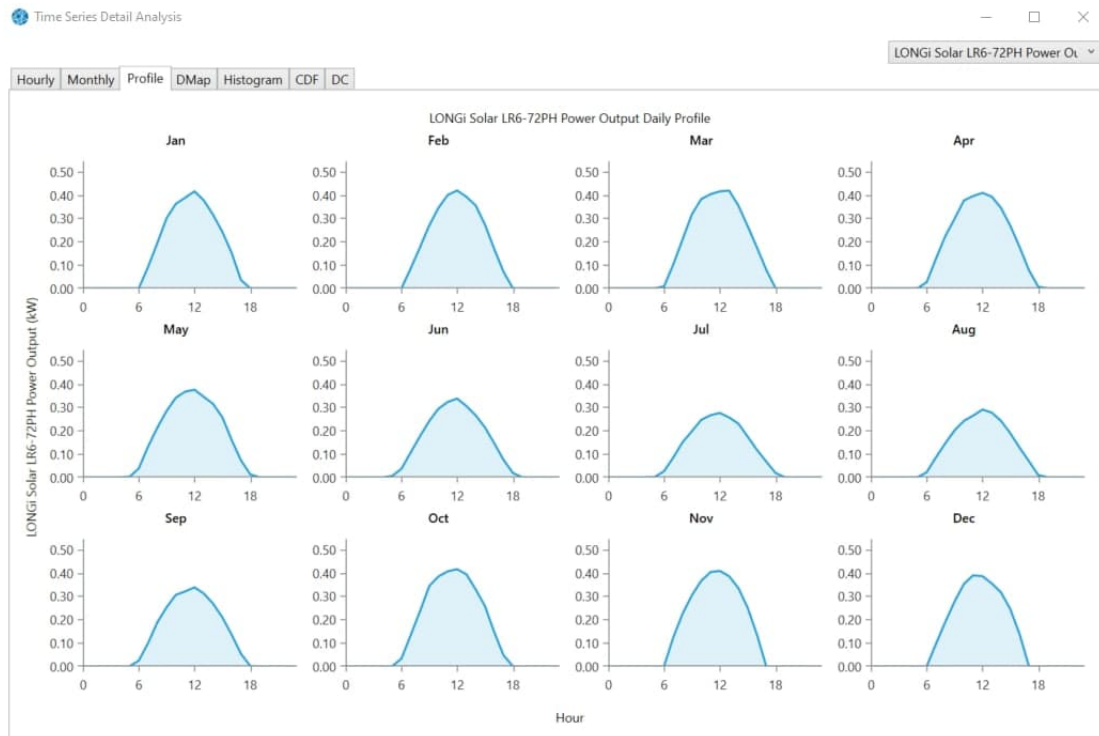


Figur 4.16: Sammenligning av total produksjon og forbruk i hybridanlegget.

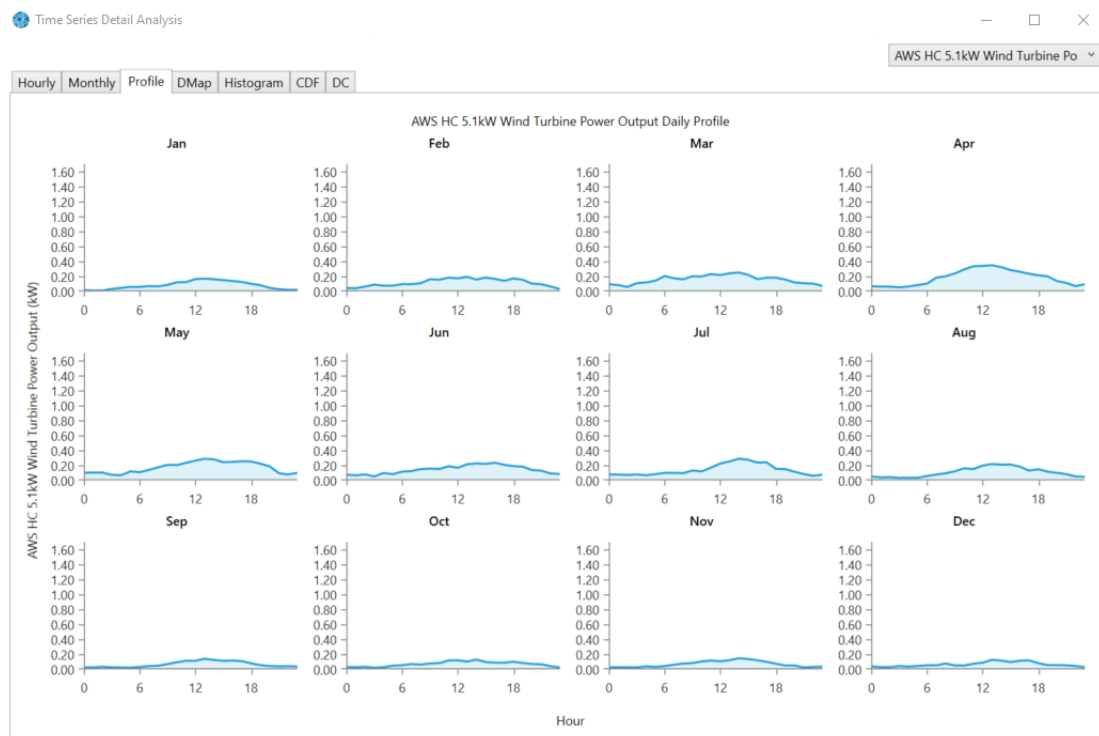
Sesongvariasjoner i energiproduksjon sammenlignet med batteribank.

I figur 4.17 varer produksjonen av solenergi fra kl. 6 til 18 nesten hver dag, noe som stemmer greit med forbruket til husstandene i lastprofilen. Mellom kl. 18 og 21 genererer ikke solcellanlegget energi og er avhengig av batteribanken. Her genererer heller ikke vindturbinen nok energi. Behovet for batteribanken øker dermed tydelig fra kl. 18., fra figur 4.18.

Figur 4.18 viser at utnyttelsen av vindenergien er jevnt over lav hele dagen, men noe høyere på formiddagen for de fleste månedene. Effekten var mer lik vindhastighetene fra figur 4.4a. Vindutnyttelsen vil være høyest i april og mai, noe som også var forventet fra figur 4.4a.

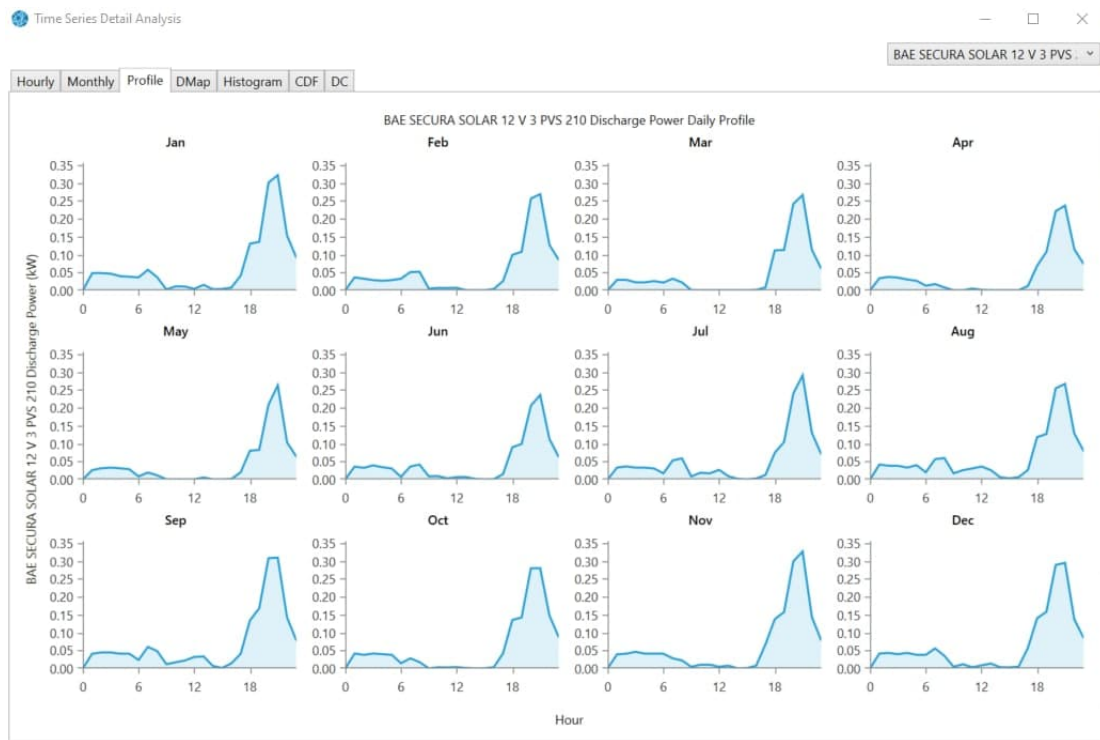


Figur 4.17: Utgangseffekt per dag for PV-anlegget i Homer Pro over et helt år.



Figur 4.18: Utnyttet vindenergi per dag over ett år.

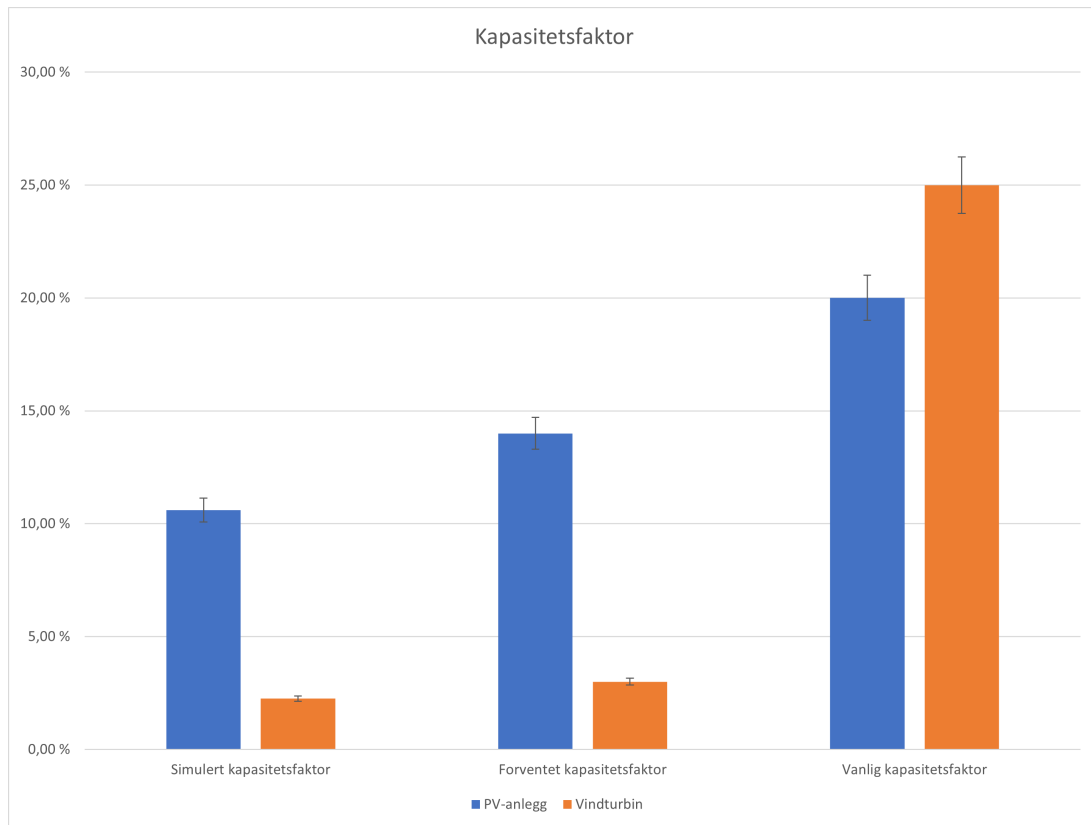
I figur 4.19 starter utladningen av batteripakken rundt kl. 17-18 for de fleste månedene. Dette samsvarer med at det ikke produseres mer solenergi ved det tidspunktet og resten av kvelden. Maksimal utladningseffekt på batteribanken er rundt kl. 19-20 for de fleste månedene. Denne ligger på rundt 0,3-0,35 kW.



Figur 4.19: Utladning per dag gjennom ett helt år for batteripakken.

Kapasitetsfaktor

I figur 2.3 er det sammenlignet ulike verdier for kapasitetsfaktoren. Den simulerte kapasitetsfaktorer er direkte fra resultatet i Homer basert på et helt år med vind- og soldata. *Vanlig kapasitetsfaktor* er hentet fra [1] og er typiske verdier for øymodusapplikasjoner. Forventet kapasitetsfaktor er basert på utregninger for kapasitetsfaktorer basert på formel 2.14 og vind- og soldata fra delkapittel 4.1.2 og 4.1.3. or vindturbinen får man en lav utnyttelse av fullstendig kapasitet. For PV-anlegget gir det simulerte resultatet lavere kapasitetsfaktor. Dette kan ha med valg av *derating factor* lik 42% for systemet. Bakgrunnen for valg av faktoren er forklart i vedlegg C, der kilde [1] er viktig.



Figur 4.20: *Kapasitetsfaktor for energigenereringen.*

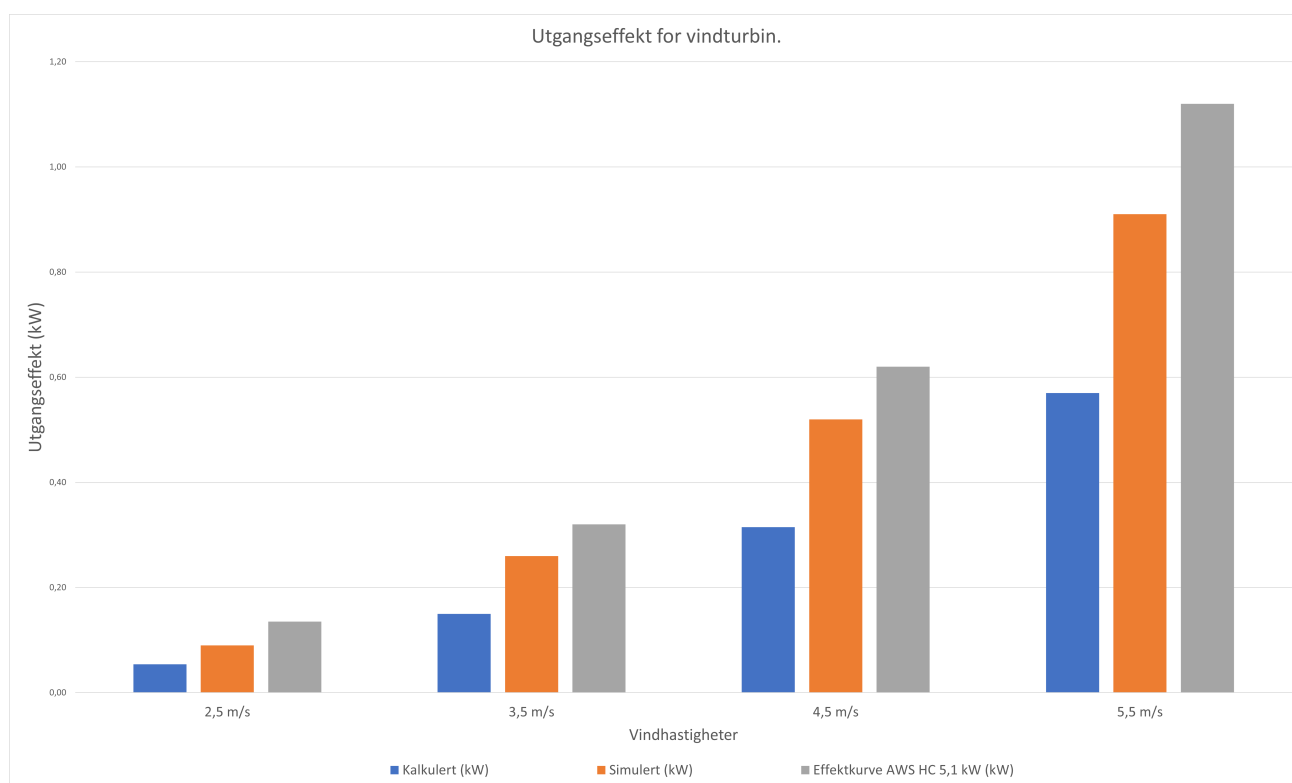
Sammenligning av utregning og simulerte verdier

Formel 2.13 gir verdiene for den mekaniske effekten vindturbinen produserer. De kalkulerte verdiene var lavere for alle vindhastighetene med $K_p = 0,35$. For de kalkulerte verdiene med $K_p = 0,59$ ble verdiene lik de simulerte. $K_p = 0,35$ gir dermed større avvik. De simulerte verdiene er hentet fra resultatetdelen i Homer Pro. Avviket er regnet ut som prosent i tabell 4.12. For utregningen av lufttettheten ble en konstant verdi for hele året brukt, men denne vil i realiteten variere noe med temperaturen. Lufttettheten er satt til $\rho_{luft} = 0,918 \frac{kg}{m^3}$, forklart i kapittel 2.2.3. Arealet for vindturbinen AWS HC 5,1 kW er $21,6 m^2$. $K_p = 0,35$ er for ideelt turbindingen, hentet fra [36]. $K_p = 0,59$ er Betz-grensen for vindturbin, se kapittel 2.2.3. Kan dermed anta at totalt produsert vindenergi blir noe lavere i virkeligheten enn ved simuleringene.

Vindhastighet [$\frac{m}{s}$]	Kalkulert ($K_p = 0,35$) [kW]	Simulert [kW]	Avvik [%]	Kalkulert ($K_p = 0,59$) [kW]
2,5	0,054	0,09	66,7	0,091
3,5	0,15	0,26	73,3	0,251
4,5	0,315	0,52	65	0,53
5,5	0,57	0,91	59,6	0,97

Tabell 4.12: Sammenligning av utregning og simulerte verdier for vindturbin med radius på 2,6 meter.

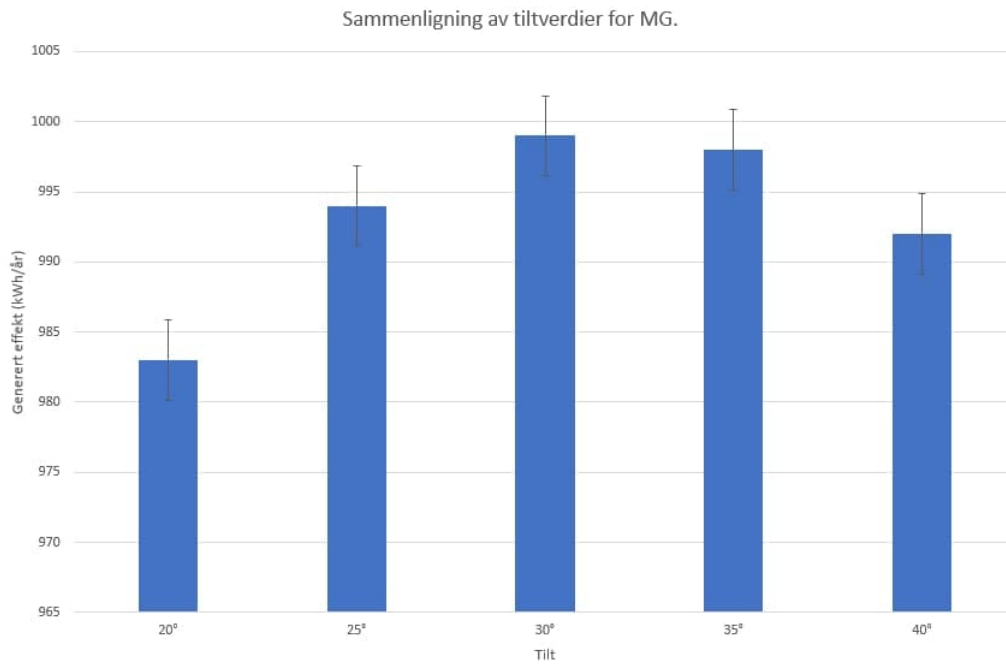
Når vindhastigheten øker, blir det et sprik mellom de utregnede verdiene fra effektformelen og tallene fra effektkurven til vindturbinen. $K_p = 0.35$ er brukt i figur 4.21 for de kalkuleerte verdiene.



Figur 4.21: Sammenligning av utgangseffekten for AWS HC 5,1 kW ved ulike vindhastigheter.

Sammenligning av ulike tiltverdier

For de ulike tiltverdiene ble en azimuthvinkel på 0° brukt for enkelhets skyld. I figur 4.22 er forskjellen i total generert effekt over et helt år liten i forskjell, men 30° tilt på PV-anlegget er optimalt. Brukte her en bakkereflektans på 0,2. Jordsmonnet er en blanding av svart jord som har en albedoverdi lik 0,1 og tørr grå jord med en albedoverdi lik 0,35. [62]

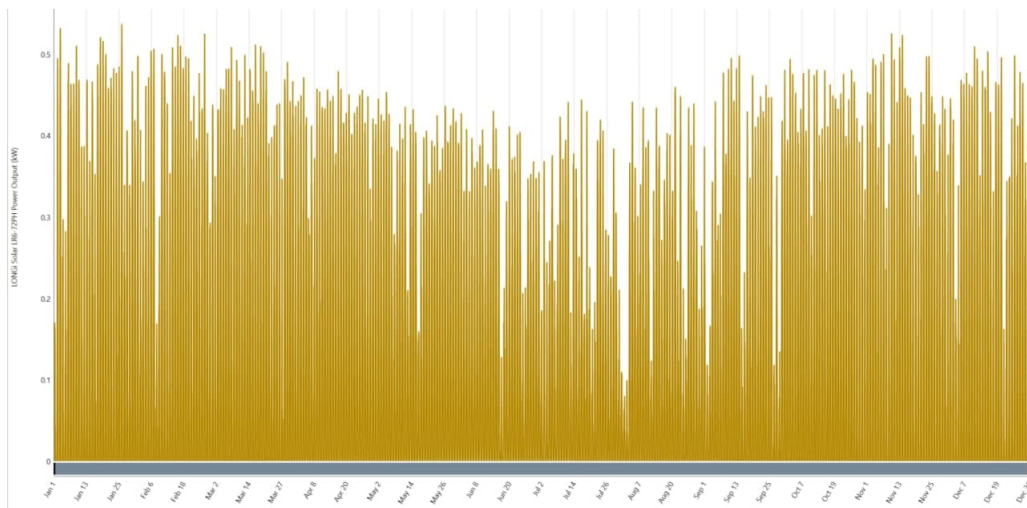


Figur 4.22: Sammenligning av ulike tiltverdier for PV-anlegget i Homer Pro

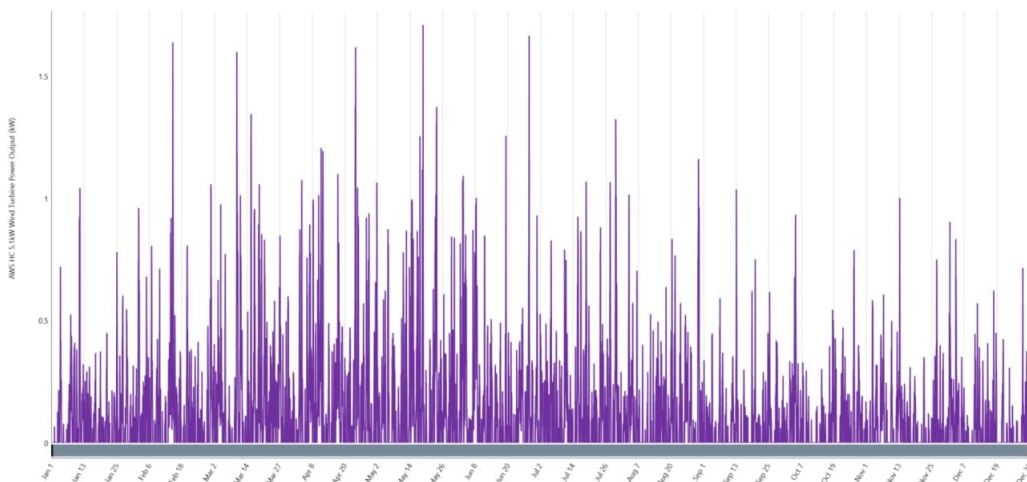
Forsyningssikkerhet for sol og vind

For PV-anlegget i figur 4.23 er effekten jevn over året, men synker fra midten av mars og fram til juli. For vindturbinen brukt i Homer, er effektutnyttelsen av vinden sporadisk. En annen faktor som spiller en rolle for produksjonen av vindenergi er temperaturen. Temperaturen påvirker lufttettheten, som igjen påvirker effektutnyttelsen fra vindturbinen. Fra figur 4.5 stiger temperaturen jevnt fra januar, noe også vindturbineneffekten gjør i figur 4.24. En viktig bemerkning er at y-aksen i figur 4.23 og 4.24 ikke er skalert likt.

Resultatet fra simuleringen for solcellene viser at det er gunstig med PV-anlegg for juli, når produsert effekt er på sitt laveste. På enkelte dager der det nesten ikke produseres noe strøm, kan det tære på batteriet.



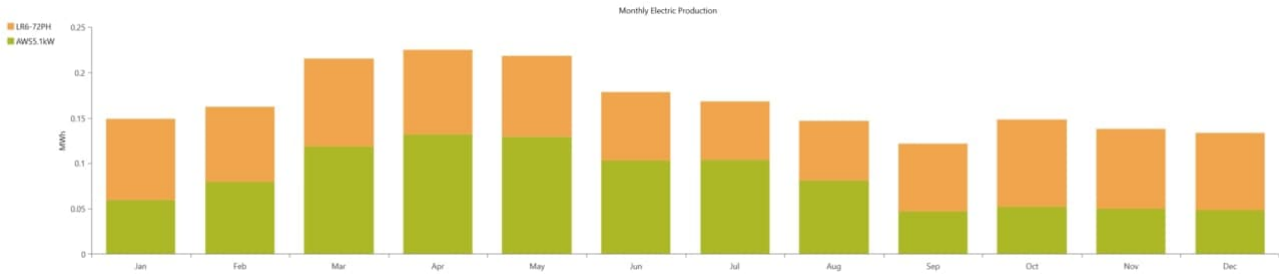
Figur 4.23: Solcellenes produserte effekt.



Figur 4.24: Vindturbinens produserte effekt.

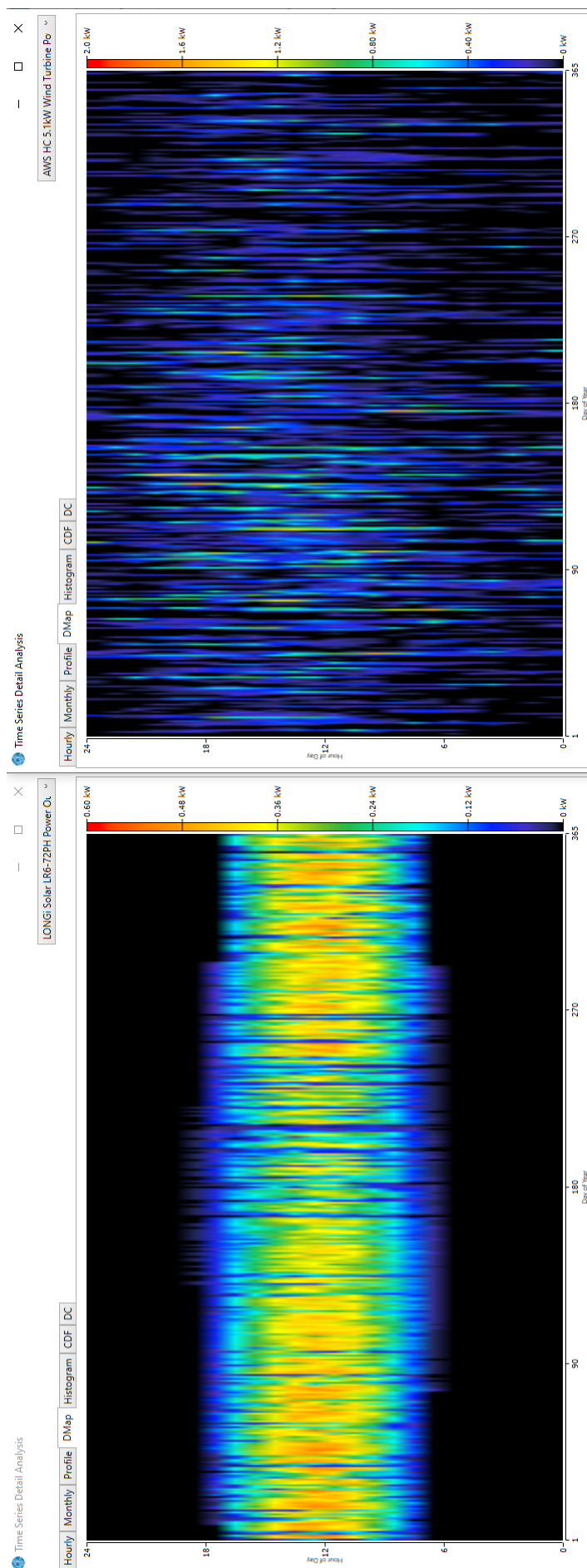
Figur 4.25 viser produsert effekt i MWh for begge energikildene for hver måned i året. Grønn

er for vindturbinen og oransje er for PV-anlegget. Den gradvise økningen av solenergiutbytte fra juli til november er som forventet med tanke på utregninger for korreksjon av temperatur og solinnstråling fra delkapittel 4.3 og formel 2.2.2. Vindturbinen produserer mer enn solcelleanlegget for sommermånedene og motsatt for vintermånedene.



Figur 4.25: *Sammenligning av energikildene for et helt år.*

Figur 4.26 viser en sammenligning av produksjon av sol og vind i case 2. Den øverste grafen viser produksjon av vind og den nederste viser produksjon av sol. Fra disse to grafene vil produksjonen av vind være mer sporadisk enn produksjonen av sol. Produksjonen av vind vil foregå stort sett gjennom hele døgnet uten noe fast mønster. For sol er det et tydelig mønster i produksjonen ved soloppgang og solnedgang. Det at solen har et tydeligere mønster for når den produserer energi vil virke positivt inn med tanke på forsyningssikkerheten til systemet. Det vil også gjøre at det å planlegge system med solceller vil være enklere og ikke kreve såpass overdimensjonering som en vindmølle i dette klimaet vil kreve.



Figur 4.26: Sammenligning av produksjon av sol og vind i case 2

4.6 Kostnadsoversikt

I tabell 4.13 er det en oversikt over prisene for forskjellige komponenter og de forskjellige systemene. Denne tabellen tar ikke for seg pris for bygging, ledninger og vern for systemene, så det vil bli en ekstra kostnad. Kostnader til vern og ledninger vil antageligvis bli lik for de to systemene, men byggingen av case to vil bli dyrere, da det må støpes et ekstra fundament for vindturbinen.

Komponenter	Antall Case 1	Antall Case 2	Pris Case 1 [kr]	Pris Case 2 [kr]
Solceller Rec Alpha 360	6	3	19650	9825
Victron Isolation Transformer 7000W	1	1	11795	11795
Victron Smartsolar batterikontroller	1	0	8685	0
215 Ah AGM-Batteri	12	12	40760	40760
Stativ solceller	1	1	7495	7495
ATO-OGI 6048 DC/AC-omformer	1	1	12875	12875
AWS-HC 5.1 KW vindturbin	0	1	0	46588
AWS batterikontroller for sol og vind med Dump Load	0	1	0	21384
Total kostnad system			101260	150722

Tabell 4.13: Komponentenes kostnad for de ulike systemene.

Noe annet som må tas hensyn til er prisen for hele systemet. Normalt så vil solceller og vindturbiner, med korrekt vedlikehold ha en levetid på rundt 20 år. Andre komponenter som batteribanken må nok byttes ut flere ganger i løpet av levetiden til systemet. Bytte av batteribanken vil være den desidert største kostnaden i systemet. Fra vedlegg D.5 og kurven om antall sykluser på batteriene er man sikret at batteriene varer i rundt fire år, mest sannsynlig lengre da systemet har en jevnt lav DoD. I tabell 4.14 er prisen per kWh illustrert for de forskjellige systemene. Batteribanken vil være den største kostnaden for disse systemene. Prisene vil potensielt synke om man kan få en avtale med de som selger komponentene eller at systemet skaleres opp for flere hus.

Antall batteribanker i løpet av levetiden på 20 år	Case 1 (Sol)	Case 2 (Vind og Sol)
4 batteribanker	5,55 Kr/kWh	6,79 Kr/kWh
5 batteribanker	6,56 Kr/kWh	7,79 Kr/kWh

Tabell 4.14: Priser per kWh for de forskjellige systemene

Kapittel 5

Diskusjon

5.1 Solenergi i Nepal

5.1.1 Produksjon

Oppgaven har hovedsakelig sett på hvordan et mikrogrid bør bygges opp, men også hvilke energikilder som vil være mest gunstig i Nepal. Sol som energikilde i Nepal har vist lovende resultater i undersøkelsene ved hjelp av data fra PVGIS og ved simuleringer i Homer Pro. Data fra PVGIS viser at Nepal vil ha en jevnt høy global solinnstråling gjennom året som fører til gode muligheter for produksjon av solenergi. Ved utregningen av PSH i formel 4.21 ble resultatet 4,7 selv for den måneden med dårligst solinnstråling. Der en verdi på over 3 tilsier at det er gunstig med utbygging av solceller.

En negativ innvirking på produksjonen av solenergi i Nepal er regnsesongen om sommeren. Med simuleringene av case 1 som grunnlag kan denne perioden virke negativt inn på dette systemet. Hvis man tar utgangspunkt i at denne perioden finnes ved dimensjoneringen av batteribanken og solcellene vil det ikke by på store problemer. I case 1 vil aldri systemet ha en SoC lavere enn 50% ifølge simuleringene, som også var målet i håndberegningene. Dette viser en tydelig sammenheng mellom formlene for håndberegning fra boka [1] og simuleringene i Homer Pro.

5.1.2 Plassering og orientering

Når det gjelder orientering av solceller er det foreslått to løsninger fra tidligere. Den ene går ut på at solcellene har en fast tilt på 30° da dette er den vinkelen som vil gi best opptak av energi om solcellene skal ha en fast vinkel. Både PVGIS og Homer Pro kom fram til at 30° var den

optimale vinkelen om solcellene ikke skal justeres. En vinkel på 30° blir brukt i simuleringen i Homer. Det andre alternativet er å ha en vinkel på 30° i perioden fra oktober til mai for så å justere ned vinkelen til 25° fra juni til september da det er mindre stråling tilgjengelig grunnet skyer og regn. Da vil man få ut mer energi fra panelene i den perioden systemet kan slite med å holde batteriet på mer enn 50%. Dette må vurderes av de som skal bruke systemet og de som bygger det i praksis. En siste mulighet vil være å justere det hver enkelt måned, men dette vil føre til mye ekstra jobb for de som skal bruke systemet og ønsket er at systemet skal være så autonomt som mulig. Når det gjelder valg av azimuthvinkel bør solcellene stå rettet direkte mot sør. At solcellene står vinklet mot solen sørger for at solcellene tar opp mest mulig av energien gjennom hele dagen, men dette er avhengig av lokale forhold. Om noe skygger for solen enkelte tider på dagen kan det være aktuelt å endre azimuthvinkel for å få ut mer energi når solen skinner direkte på panelet, men med foreslått plassering av anlegget er det lite sannsynlig noe vil skygge for solcellene gjennom dagen. Men man kan som sagt ikke være helt sikker uten å ha vært på plassen, dette betyr at ved valg av azimuthvinkel så kan det være fordel å ha faktisk vært der systemet skal bygges og ha målinger fra den eksakte plassen.

5.1.3 Økonomi

Ved produksjon av solenergi fra et kostnadsperspektiv er det en av de billigste måtene å produsere strøm på basert på de to systemene. Ved simuleringer i Homer Pro sammenlignet programmet kostnader for et system med bare solceller, bare vindturbin og en kombinasjon av de to. Systemet med bare solceller var det desidert billigste, noe som stemmer bra med det i kapittel 4.6. Systemet med solceller har relativt lave investeringskostnader i forhold til hvor mye energi den produserer i Tila landsby. Solceller har også lave til ingen normale vedlikeholdsutgifter. Det eneste man normalt må beregne å bruke litt penger på er vask av solcellene om det ikke er nok regn på plassen de er montert til at de holder seg relativt frie for støv og ting som kan blokkere solstrålingen. Det positive med solceller er at det er såpass modulært at hvis man trenger ekstra energi, har man mulighet å legge til flere panel så lenge batterikontrolleren og kablene er overdimensjonert. Da vil en potensiell utvidelse kun ha kostnader knyttet til flere solcellepanel.

5.1.4 Usikkerhet

Selv om data fra plassen det er planlagt å bygge ut dette systemet mangler, er det en viss grad av usikkerhet knyttet til målingene. Det positive er at ved håndberegninger basert på data

fra PVGIS og simuleringer fra Homer Pro, er forslaget til antall solceller helt lik. Fra bilder i Google Earth er det relativt mye sand i området. Det er usikkert hvor mye det vil påvirke produksjonen av energi fra solcellene med tanke på at solcellene kan bli dekket i støv, men det er tatt hensyn til i utregningene.

5.2 Vindenergi

5.2.1 Produksjon og potensial

Kartleggingen av vindressursene for Tila landsby viste dårlige forutsetninger for utbygging av vindturbin. Vindhastigheten er jevnt over lav hele året med gjennomsnittshastighet på rundt $2,5 \frac{m}{s}$, noe som gjenspeiler den lave utnyttelsen av vindturbinen i simuleringen. En energigenerering der hver av kildene utfylte hverandre på ulike tider av døgnet er gunstig, noe resultatet ikke viste. Det positive for hybridanlegget var at man for sommermånedene så at vindturbinen produserte mest, mens den var motsatt for vintermånedene. Likevel er kapasitetsfaktoren for vindturbinen langt unna det som forventes, og får dermed en dårlig utnyttelse av den totale kapasiteten over et helt år. Bruk av vindturbin med disse karakteristikkene og antageligvis all form for vindturbiner som ikke får ut mye energi ved lite vind vil være en dårlig investering.

5.2.2 Usikkerhet

For utregningene av den forventede mekaniske effekten for de ulike vindhastighetene, ble resultatet lavere enn for de simulerte verdiene med $K_p = 0,35$, men lik for $K_p = 0,59$. Her er tap i gir og generator neglisjert fordi vindturbinen er såpass liten. En omtrentlig verdi for lufttettheten basert på antall høydemeter landsbyen befinner seg på ble utregnet. Det er ikke beregnet at temperaturen forandrer seg over året, som igjen påvirker lufttettheten. Homer tar forbehold i at temperaturen avtar lineært med antall høydemeter, og benytter en graf for å velge lufttettheten for stedet. For lave vindhastigheter rundt $2,5 \text{ m/s}$ er ikke effektformelen gyldig.

Vinddata er hentet fra nærmeste meteorologiske stasjon, nemlig Jumla. Selve målestasjonen befinner seg drøye to mil i luftlinje unna selve lokasjonen, noe som medfører at resultatene for håndberegningene også blir usikre.

5.3 Framtidig potensial

Som mulig utvidelse av anlegget og videre arbeid, kan det tas en casestudie med sol og vann. I Nepal finnes det mange vassdrag, også i nærheten av Tila landsby. Mange samfunn uten tilgang til elektrisitet har ikke vannressurser som er egnet for utnyttelse i mindre skala. Vannproduksjonen vil heller ikke være like sporadisk som vindproduksjonen, noe som er en vesentlig forskjell [1]. I likhet med vindressursene bør det her også tas målinger av vannføringen før man anser det som gunstig for utbygging.

Det ble også tatt hensyn til en økning av lasten, i tilfelle familiene utvider seg eller flere elektroniske komponenter blir brukt daglig. Etter en undersøkelse i Febdok, har det vist seg at kabler og vern i systemet tåler 700 W mer enn det som er dimensjonerte til. Med tanke på plasseringen av selve sikringskapet og hovedkabelen (kurs 6), er det mulig å bytte både kabelen og automatsikringen. Da tåler systemet en større last.

5.4 Vurdering av metode

Det finnes flere forskjellige tilnærminger ved en dimensjonering av et mikrogrid, hvilken metode som passer best er avhengig av hvilke data som er tilgjengelig. En lastprofil ble hentet fra en feltrapport for systemet og værmålinger fra værdatabaser. Hvis man hverken har lastprofil eller gode kilder om været kan man basere seg på erfaring fra tidligere prosjekter, men da kan resultatet sprike litt. Lastprofilene er 24-timersmålinger for to husstander. Dette medfører usikkerhet basert på at effektforbruket kan endre seg for ulike sesonger. Helst bør effektforbruket bli dokumentert for et helt år. Kildene for å gjennomføre en grundig beregning av størrelsen på systemet var gode. Startfasen besto av beregninger for hånd med bakgrunn av formlene presentert i boken [1]. Denne metoden var godt begrunnet med eksempel fra tidligere system der disse formlene var brukt. Som i et mikrogrid i byen Ighombwe i Tanzania.

Homer Pro har er lik tilnærming som de formlene brukt i håndberegningene, men basert på algoritmer. I Homer setter man inn lastprofilen og de komponentene som er aktuelle. Man velger minstekrav for systemet som maks *DoD* og *derating factor* for solcellene. Så tester programmet forskjellige konfigurasjoner og kommer fram til de systemene som tilfredsstillere minstekravene rangert etter kostnad.

Det positive med simuleringene var at Homer kom fram til det samme forslaget som i håndberegningene. Det billigste systemet i simuleringen var case 1 med seks solceller og én batteribank med tre

strings og fire batteri i hver. Dette systemet opprettholdt akkurat minstekravet om en DoD på maks 50%. I tillegg var det godt over minstekravet med tanke på at systemet skulle minimum klare å forsyne seg selv i 72 timer uten produksjon, men systemet klarte hele 105 timer autonomi.

Å gjennomføre håndberegninger før simuleringen i Homer Pro var gunstig, da dette økte forståelsen. Bruk av håndberegninger fra boken [1] og bruk av Homer Pro er gode hjelpemidler for dimensjonering av et elementært mikrogrid. Spesielt om disse metodene gir det samme resultatet er det mye som tyder på at et mikronett basert på en eller begge av disse metodene også vil gi et velfungerende mikrogrid i virkeligheten.

Det som kunne gjort simuleringene og beregningen enda sikrere var om måleverdiene var fra akkurat den plassen der mikrogridet skal bygges ut. Data både fra PVGIS og værstasjonen to mil unna Jumla ble brukt i håndberegningene og NASA sine værdatabaser i tillegg til de syntiserte værdataene ble brukt i Homer Pro. De forskjellige målingene gir relativt likt resultat.

Kapittel 6

Konklusjon

6.1 Energikilder

- Ut fra beregninger og simuleringer vil bruk av solenergi i et mikrogrid i Tila landsby i Nepal være svært gunstig. Tila har jevnt høy solinnstråling gjennom hele året som gjør at man får god utnytte av solcellepaneler. Fra et kostnadsperspektiv så er sol den billigste produksjonsmåten i testen. Solceller er også mer fleksibel i forhold til vind med tanke på om man vil utvide systemet. Solceller er også en av de produksjonsmetodene som krever minst vedlikehold som går ut på at de av og til må vaskes. Nepal har som oftest enkelte perioder med mye nedbør, noe som også gjør at panelene vaskes regelmessig.
- Fra simuleringene og målingene av vindhastighet, er utbygging av vindkraft i Tila landsby lite gunstig. Vindturbinen vil ha en lav utnyttingsgrad grunnet lite vind og at landsbyen ligger høyt over havet som fører til lavere lufttrykk og derfor mindre energi i vinden. Dette fører til at vindturbinen må overdimensjoneres for å oppnå ønsket effekt, noe som fører til en høyere kostnad ved utbygging. Vindturbiner har også flere bevegelige deler som kan kreve vedlikehold som også vil føre til en ekstra kostnad i forhold til solceller. Det er også høy usikkerhet knyttet til hvordan tilgangen i Nepal er på kvalifisert personell som eventuelt kan utføre vedlikehold eller reparasjoner. Vind- og solenergien utfylte ikke hverandre til ulike tider på døgnet. Til en viss grad utfylte energikildene hverandre til ulike måneder av året, noe som var positivt for energiproduksjonen, men ikke nok til at man kan si det er gunstig med implementering av en vindturbin på valgt lokasjon.

6.2 Energilagring

- Vurderingen i henhold til valg av system for energilagring er at en form for kjemisk batteri være det mest praktiske til bruk i mikrogrid. Hydrogen har tidligere blitt nevnt som et alternativ, men grunnet bekymringer i henhold til sikkerheten ble det sett bort fra. Litiumbatterier har også vært opp til vurdering, men faren for en *thermal runaway* og de store kostnadene knyttet til sikkerhetssystemer som skal hindre dette er det vurdert at litiumbatterier ikke vil være aktuelt i dette systemet. Forslaget til batterier i dette systemet vil være AGM-batterier. Disse batteriene er helt vedlikeholdsfrie, noe som er ønskelig om systemet skal være vedlikeholdsfritt og plasseres en plass der det ikke er kvalifisert personell til å drive vedlikehold. Disse batteriene har en litt høyere kostnad enn tradisjonelle blysyrebatteri, men med relativt likt antall ladesykluser og helt vedlikeholdsfritt anses dette som et godt valg. AGM-batteri har også elektrolytten i relativt fast form som gjør at det ikke vil oppstå søl av elektrolytt selv om batteriet plasseres på høykant.
- Batteribanken vil benyttes mest rundt kl. 19-20, med toppverdi på mellom 0,3-0,35 kW. Dette er basert på at PV-anlegget og vindturbinen genererer lite effekt og strømforbruket er høyere enn normalt. Totalt sett vil batteribanken ligge på 80-100% utladning i løpet av året, noe som er gunstig for batteriets levetid. Fra simuleringen i case 1 er det større behov for batteribanken de dagene solinnstrålingen er lav, slik som i august.

6.3 Videre arbeid

- Se på videre muligheter for produksjon av energi ved hjelp av vannkraft. Nepal har generelt mye produksjon av vannkraft i storskala og det hadde vært interessant og sett hvordan dette kan brukes i et mikrogrid. Det kan også være spesielt gunstig med vannkraft i regnesongen da solcellene sliter noen dager.
- Se på alternative vindturbindesign som kan hente ut mer energi ved lavere vindhastigheter, for eksempel vertikalakset vindturbin. Etter simuleringene er konklusjonen at tradisjonelle vindturbiner ikke ga ønsket resultat ved disse vindhastighetene.
- Fysiske målinger nærmere der mikrogridet skal bygges ut for å verifisere simuleringresultatene og være mer sikker på at systemet vil fungere som planlagt.
- Da dette er et potensielt bistandsprosjekt vil det være aktuelt å se om flere av disse komponentene kan bygges i samme enhet som en *black box* med integrerte vern i denne

enheten. Der man har én inngang for solceller, én inngang for batteribanken, eventuelt én inngang for vindturbin om det er aktuelt for plassen og én utgang for 230V AC. Systemet kan på sikt gjøres så enkelt å koble opp at det kan brukes i bistandsprosjekter der lokale elektrikere kan montere opp dette systemet uten hjelp fra de som har utviklet systemet.

- Se på feilanalyser i mikrogridet. Dette innebærer kortslutningsfeil som kan simuleres i program som Simulink. Der kan man simulere feil i systemet og se på effekten til hver komponent. Planen var å se på dette i oppgaven, men arbeidsmengden ble for stor.
- Se på vindhastigheter i lavfjells-/slettelandskap i andre deler av Nepal der vindforholdene kan være bedre. Her kan følgende kilde være til hjelp [63].
- Anbefalte standarder for detaljert beskrivelse av virkemåten til noen komponenter i anlegget som kan brukes til utdypning:
 - Fotovoltaisk systemytelse, Del 1: Overvåkning , NEK EN 61724-1:2017;
 - Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 1: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection, NEK EN 62446-1:2016;
 - Secondary cells and batteries for renewable energy storage, General requirements and methods of test, Part 1: Photovoltaic Off-grid application, NEK EN 61427-1:2013;
 - Battery charge controllers for photovoltaic systems, Performance and functioning, NEK EN 62509:2011.
- Forskrifter som må tas hensyn til i selve byggingen av anlegget:
 - Forskrift om opprinnelsesgarantier for produksjon av elektrisk energi.
 - Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften).
 - Forskrift om elektriske forsyningsanlegg.
 - Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg.

Referanser

- [1] Henry Louie. *Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*. 2018, p. 492. ISBN: 9783319918891.
- [2] Lois Jensen. *FNs bærekraftsmål*. Tech. rep. 2020. URL: <https://www.fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal>.
- [3] *Energi og utvikling - naturvernforbundet.no*. URL: <https://naturvernforbundet.no/energi/energi-og-utvikling/>.
- [4] Norsk Elektroteknisk Komite. “NEK400 Elektriske lavspenningsinstallasjoner”. 2018.
- [5] Bhupendra Shakya, Anna Bruce, and Iain MacGill. “Survey based characterisation of energy services for improved design and operation of standalone microgrids”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 101.November 2018 (2019), pp. 493–503. ISSN: 18790690. DOI: [10.1016/j.rser.2018.11.016](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.016). URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.016>.
- [6] Ida Fuchs. “Engineers Without Borders - Report from field work i Kalinchowk, Nepal”. In: *Engineers Without Borders* 21.1 (2015).
- [7] Håkon Sølberg Marius Vaagen Ovidiu Jurca. “Dimensjonering av mikrogrid til bruk i utviklingsland - Forprosjekt Bacheloroppgaven”. In: ().
- [8] Norsk Elektroteknisk Komite. *Microgrids Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification, Technical Specification, NEK IEC TS 62898-1:2017*. 2017.
- [9] Omid Palizban and Kimmo Kauhaniemi. “Microgrid control principles in island mode operation”. In: *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013* (2013), pp. 5–10. DOI: [10.1109/PTC.2013.6652453](https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652453).
- [10] Ken Silverstein. *African Campus Gets New Life with Microgrid Powered by Batteries and Solar Panels*. Aug. 2019. URL: <https://microgridknowledge.com/microgrid-malawi-africa-campus/>.

- [11] Lisa Cohn. *Built With Frugal Innovation, Solar Microgrids Improve Medical Care in the Himalayas*. Feb. 2021. URL: <https://microgridknowledge.com/built-with-frugal-innovation-solar-microgrids-improve-medical-care-in-the-himalayas/>.
- [12] Ashish Shrestha et al. “Status of Micro/Mini-Grid Systems in a Himalayan Nation: A Comprehensive Review”. In: *IEEE Access* 8 (2020), pp. 120983–120998. ISSN: 21693536. DOI: [10.1109/ACCESS.2020.3006912](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3006912).
- [13] AEPC. “Progress at a Glance: A Year in Review”. In: (2017). URL: www.aepc.gov.np.
- [14] Anna Paula Soares. “Annual Progress Report 2018”. In: *Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation, Government of Nepal, Kathmandu, South Asia* 53.9 (2018), p. 68. ISSN: 1098-6596.
- [15] Zahnd Alex, The Isis, and Humla Project. “Solar PV Systems in Himalayan Villages : Problems and Possible Solutions Keywords :” in: (2007). URL: <http://solar.org.au/papers/07papers/Paper75.pdf>.
- [16] Dinesh Kumar Shahi, Hom Bahadur Rijal, and Masanori Shukuya. “A study on household energy-use patterns in rural, semi-urban and urban areas of Nepal based on field survey”. In: *Energy and Buildings* 223 (2020). ISSN: 03787788. DOI: [10.1016/j.enbuild.2020.110095](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110095). URL: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110095>.
- [17] Olje- og energidepartementet. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)*. June 1990. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>.
- [18] Justis- og beredskapsdepartementet. *Lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr (el-tilsynsloven) - Lovdata*. May 1929. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1929-05-24-4>.
- [19] Kommunal- og moderniseringsdepartementet. *Lov om planlegging og byggesaksbehandling (plan- og bygningsloven)*. July 2009. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2008-06-27-71>.
- [20] Ion Visa et al. *Renewable Energy Sources and Systems*. 2020, pp. 59–158. ISBN: 9783030348298. DOI: [10.1007/978-3-030-34829-8{_}2](https://doi.org/10.1007/978-3-030-34829-8{_}2).
- [21] *Sola – Store norske leksikon*. URL: <https://snl.no/Sola>.
- [22] *AhmedFZobaaRameshCBa_2011_HandbookOfRenewableEnergyTechnology (1)*.
- [23] *Solstråling - Institutt for biovitenskap*. URL: <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/leksikon/s/solstraaling.html>.
- [24] Antonio Carlos Zambroni de Souza and Miguel Castilla. *Microgrids design and implementation*. 2018, pp. 1–538. ISBN: 9783319986876. DOI: [10.1007/978-3-319-98687-6](https://doi.org/10.1007/978-3-319-98687-6).

- [25] *solceller* – Store norske leksikon. URL: <https://snl.no/solceller>.
- [26] *Oppbygningen av solcellen*. URL: <http://www.hopen.biz/AnneMarthe/Oppbygningen%20av%20solcellen.html>.
- [27] *Solenergi og solceller- teori*. URL: <http://ungenergi.no/wp-content/uploads/Teori-solenergi-og-solceller.pdf>.
- [28] *Building up a solar PV configuration Source: Your Home (Govt. Of... — Download Scientific Diagram*. URL: https://www.researchgate.net/figure/Building-up-a-solar-PV-configuration-Source-Your-Home-Govt-Of-Australia-nd_fig7_335909404.
- [29] *PV Performance Modeling Collaborative — Air Mass*. URL: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/irradiance-and-insolation-2/air-mass/>.
- [30] *Air Mass(AM), one of the parameters that affect solar photovoltaic modules yield — Energy Central*. URL: <https://energycentral.com/c/cp/air-massam-one-parameters-affect-solar-photovoltaic-modules-yield>.
- [31] Rajkiran Ballal, Lakshmi P Sagar S, and Girish Kumar. “Effect of Shading on the Performance of Solar PV Panel”. In: 5.1A (2015), pp. 1–4. DOI: [10.5923/c.ep.201501.01](https://doi.org/10.5923/c.ep.201501.01). URL: <http://journal.sapub.org/ep>.
- [32] *IEEE Xplore Full-Text PDF*: URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6838548>.
- [33] X. M. Chen et al. “General method to obtain recommended tilt and azimuth angles for photovoltaic systems worldwide”. In: *Solar Energy* 172 (Sept. 2018), pp. 46–57. ISSN: 0038092X. DOI: [10.1016/j.solener.2018.06.045](https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.045). URL: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.045>.
- [34] *Optimum Solar Panel Angle: A Guide — Kuga Commercial Solar News*. URL: <https://www.13kuga.com.au/solar-panel-orientation-vs-production/>.
- [35] Sintef Energiforskning and Kim Brantenberg. “Hvordan virker det?” In: (), pp. 2–3. URL: <http://newton.no/uploads/moduler/1487/Hvordan%20virker%20det.pdf>.
- [36] Nabina Pradhan and Nava Raj Karki. “Probabilistic reliability evaluation of off-grid small hybrid solar PV-wind power system for the rural electrification in Nepal”. In: *2012 North American Power Symposium, NAPS 2012* (2012), pp. 6–11. DOI: [10.1109/NAPS.2012.6336317](https://doi.org/10.1109/NAPS.2012.6336317).
- [37] Torleif Lian. “Sikkerhetsaspekter i litiumionbatterier”. PhD thesis. UNIVERSITETET I OSLO, 2017.

- [38] *Basics of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Solar Charge Controller*. URL: http://www.leonics.com/support/article2_14j/articles2_14j_en.php.
- [39] Daniel Mathisen. “Konsekvenser av overharmoniske strømmen og spenninger fra elektroteknisk utstyr i lavspenningsanlegg”. In: (2015).
- [40] Ke Dang et al. “An adaptive protection method for the inverter dominated microgrid”. In: *2011 International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2011* (2011). DOI: [10.1109/ICEMS.2011.6073457](https://doi.org/10.1109/ICEMS.2011.6073457).
- [41] *transformator - Google Search*. URL: https://www.google.com/search?q=transformator&sxsrf=ALeKk02pd0WcZJEZiPzhtIUj0weebkQc6Q:1614676696759&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=2ahUKEwiwvr-3o5HvAhXjkosKHaZmAvEQ_AUoAXoECCIQAw&biw=1920&bih=937#imgrc=DIZL5tSU9gdk8M.
- [42] Ned. Mohan, T.D. Underland, and W.P. Robbins. *Power Electronics - Converters, Applications, and Design John Wiley & Sons, Inc.* 2003. URL: <https://books.google.com/kw/books?id=wmTTnQEACAAJ>.
- [43] Eilif Hugo Hansen. *Elektro-installasjoner*. 2010.
- [44] Andersson-Ulseth Peter. “Elenergi VG1 Elektrofag”. In: (2011), pp. 151–156.
- [45] Hager. *Automatsikringer – for beskyttelse av kabler og ledninger*. URL: https://efobasen.efo.no/assets/242/usermanual/03_03_HKN2006_Automatsikringer.pdf.
- [46] Hager Onlinekatalog. *Automatsikringer Vern og andre modulærprodukter*. URL: <https://www.hager.no/e-katalog/energidistribusjon/vern-og-andre-modulaerprodukter/automatsikringer/644.htm>.
- [47] Distribution Resources Integration and Energy Society. “Draft Standard for DC Microgrids for Rural and Remote Electricity Access Applications”. In: April 2020 (2021).
- [48] Kumarjit Saha et al. “Satellite-based observation of lightning climatology over Nepal”. In: *Journal of Earth System Science* 128.8 (2019). ISSN: 0973774X. DOI: [10.1007/s12040-019-1239-x](https://doi.org/10.1007/s12040-019-1239-x).
- [49] Neelam Niroula and Kazuhiko Kobayashi. “Sunshine duration is declining in Nepal across the period from 1987 to 2010 Sunshine duration is declining in Nepal across the period from 1987 to 2010”. In: May (2015), pp. 14–23. DOI: [10.2480/agrmet.D-14-00025](https://doi.org/10.2480/agrmet.D-14-00025).
- [50] Johannes Eisner and Stephan Baur. *Simple Measurement of the Electricity Demand in Developing Countries Method and Exemplary Measurement Results for Designing Off-Grid Systems based on the Example of Nepal*. Tech. rep.
- [51] Mikul Bhatia and Niki Angelou. “Beyond Connections”. In: *Beyond Connections* (2015). DOI: [10.1596/24368](https://doi.org/10.1596/24368).

- [52] S Shakya, Pant Birendra P, and V K Jha. “Determination of the optimal tilt angle for a tilted solar panel in Kathmandu , Kathmandu Nepal using isotropic model”. In: 7.2 (2019), pp. 8–14.
- [53] *HOMER Pro - Microgrid Software for Designing Optimized Hybrid Microgrids*. URL: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>.
- [54] B N Upreti and Anil Shakya. “Wind Energy Potential Assessment in Nepal”. In: *Wind Energy Potential Assessment in Nepal 1* (2016), pp. 1–4. URL: <http://www.wind.arch.t-kougei.ac.jp/APECWW/Report/2009/NEPAL.pdf>.
- [55] *Homer Pro: Generating Synthetic Solar Data*. URL: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/generating_synthetic_solar_data.html.
- [56] *Homer Pro: Generating Synthetic Wind Data*. URL: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/generating_synthetic_wind_data.html.
- [57] *Home Appliances Power Consumption Table — Unbound Solar*. URL: <https://unboundsolar.com/solar-information/power-table>.
- [58] *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR.
- [59] Rabin Dhakal et al. “Feasibility study of distributed wind energy generation in Jumla Nepal”. In: *International Journal of Renewable Energy Research* 10.3 (2020), pp. 1501–1513. ISSN: 13090127. DOI: [10.31224/osf.io/gfkd6](https://doi.org/10.31224/osf.io/gfkd6).
- [60] *6000 Watt 48V/96V Off Grid Solar Inverter — inverter.com*. URL: <https://www.inverter.com/6000-watt-off-grid-solar-inverter>.
- [61] Standards New Zealand (SNZ). “AS/NZS 4509.2 Stand Alone Power Systems part 2 -System Design”. In: *SNZ AS/NZS 4509.2* (2002).
- [62] *albedoeffekt – Store norske leksikon*. URL: <https://snl.no/albedoeffekt>.
- [63] R. Laudari, B. Sapkota, and K. Banskota. “Validation of wind resource in 14 locations of Nepal”. In: *Renewable Energy* 119 (2018), pp. 777–786. ISSN: 18790682. DOI: [10.1016/j.renene.2017.10.068](https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.068). URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.068>.
- [64] *Algoritmer brukt i Homer Pro*. URL: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/references.html>.
- [65] *REC Alpha Series 360 watt – Strømkilden.no - Lag din egen strøm*. URL: <https://stromkilden.no/collections/rec-alpha/products/rec-alpha-series-380-watt>.
- [66] *Datablad vindturbin*. URL: https://docs.wixstatic.com/ugd/3830e3_8915260bc3d74daea1c236c.pdf.

- [67] *AGM Batteri: 215 AGM Solar, 12V - Kr 3 495,00.* URL: https://www.sparelys.no/index.php?page=shop.product_details&flypage=flypage_ny.tpl&product_id=346&category_id=87&option=com_virtuemart&Itemid=39.
- [68] *Victron SmartSolar MPPT 250/ 60 MC4, laderegulator 60A - Kr 8 685.* URL: https://www.sparelys.no/index.php?option=com_virtuemart&Itemid=39&page=shop.product_details&flypage=flypage_ny.tpl&product_id=2714&category_id=14&gclid=Cj0KCQjwgtWDBhDZARIsADEKwgNwBlUqAc9QR70s_My3Tn-lj0a1dmqdksePSJfZ175tAcm3Cw550wcb.
- [69] *Wind Controller 5kW 48V with Dump Load — Aus Wind and Solar.* URL: <https://www.australianwindandsolar.com/product-page/wind-controller-5kw-48v-with-dump-load>.

Liste med vedlegg

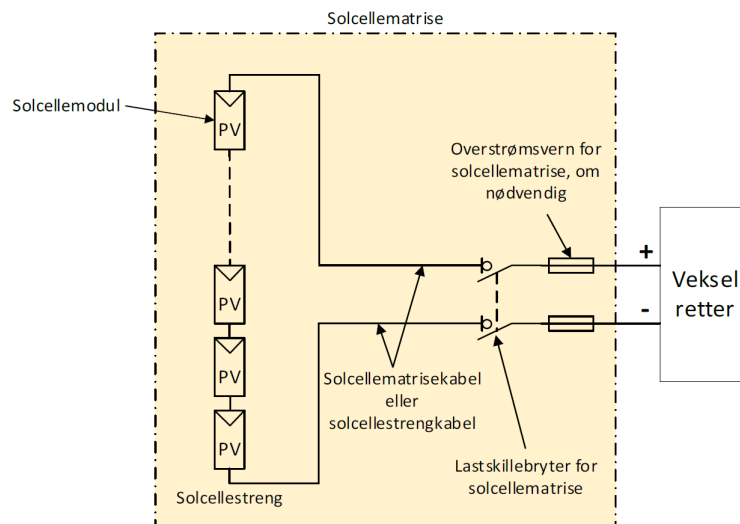
Vedlegg A

NEK400

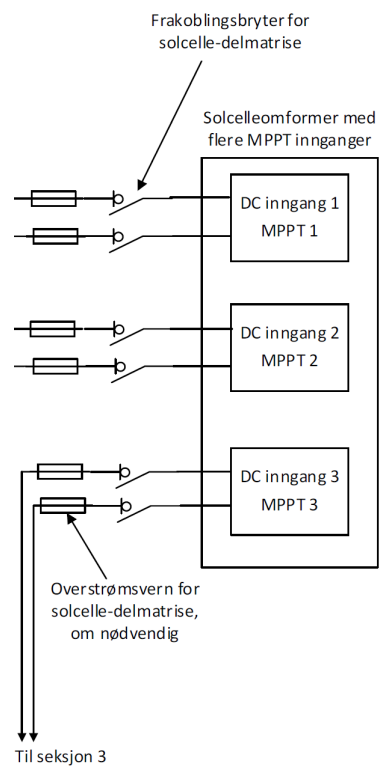
Tabellene og bildene som følger ble hentet fra NEK400 [4].

Tabell 712A - Kritisk lengde i [m] for overspenningsbeskyttelse

Solcelleinstallasjon i boliger	Solcelleinstallasjon på åpen mark	Solcelleinstallasjon i industribygg o.l.
76	133	300

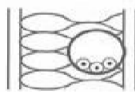
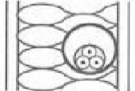
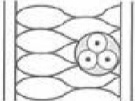
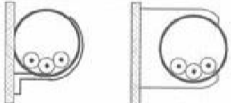
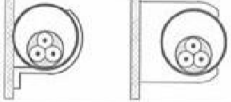
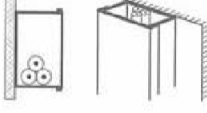
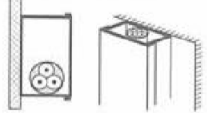


Figur A.1: Eksempel på en solcellestreng.

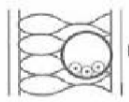
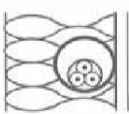


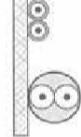
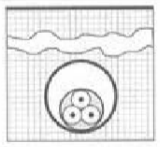
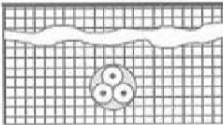


Figur A.2: *Eksempel på en omformer med 3 innganger.*






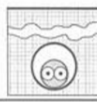
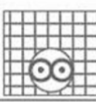
Tabell 52A-2 – Oversikt over installasjonsmetoder med instruksjoner for å finne strømføringsvegne

Nr.	Installasjonsmetode	Beskrivelse	Referanseinstallasjonsmetode som benyttes for å finne strømføringsvegne (se Tillegg 52B)
1	 Rom	Isolerte ledere eller enlederkabler i rør i en termisk isolert vegg ¹⁾	A1
2	 Rom	Flerlederkabler i rør i en termisk isolert vegg ¹⁾	A2
3	 Rom	Flerlederkabel forlagt direkte i en termisk isolert vegg ¹⁾	A1
4		Isolerte ledere eller enlederkabler i rør på tre- eller murvegg, eller montert mindre enn 0,3 x rørets diameter fra dem	B1
5		Flerlederkabel i rør på tre- eller murvegg, eller montert mindre enn 0,3 x rørets diameter fra dem	B2
6 7	 6 7	Isolerte ledere eller enlederkabler i kabelkanal på en trevegg - ført horisontalt ²⁾ - ført vertikal ^{2) 3)}	B1
8 9	 8 9	Flerlederkabler i kabelkanal på en trevegg - ført horisontalt ²⁾ - ført vertikal ^{2) 3)}	under overveielse ^d

Tabell 52B-1 – Oversikt over referanseinstallasjonsmetoder som grunnlag for tabeller med strømføringsvevner

Referanseinstallasjonsmetoder		Tabell og kolonne							Omgivelses-temp.-faktor	Gruppe-reduk-sjons-faktor
		Strømføringsvevner for enkle kurser					2 og 3-leder			
		PVC isolert		PEX / EPR isolert		Mineral isolert				
		2-leder	3-leder	2-leder	3-leder					
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	Rom Isolerte ledere i rør i en termisk isolert vegg	A1	Tabell 52B-2 Kol. 2	Tabell 52B-4 Kol. 2	Tabell 52B-3 Kol. 2	Tabell 52B-5 Kol. 2	-	Tabell 52B-14	Tabell 52B-17	
	Rom Flerlederkabel i rør i en termisk isolert vegg	A2	Tabell 52B-2 kol. 3	Tabell 52B-4 kol. 3	Tabell 52B-3 kol. 3	Tabell 52B-5 kol. 3	-	Tabell 52B-14	Tabell 52B-17 Unntatt D (Tabell 52B-19 anvendt)	
	Isolerte ledere i rør på en trevegg	B1	Tabell 52B-2 kol. 4	Tabell 52B-4 kol. 4	Tabell 52B-3 kol. 4	Tabell 52B-5 kol. 4	-	Tabell 52B-14	Tabell 52B-17	
	Flerlederkabel i rør på en trevegg	B2	Tabell 52B-2 kol. 5	Tabell 52B-4 kol. 5	Tabell 52B-3 kol. 5	Tabell 52B-5 kol. 5	-	Tabell 52B-14	Tabell 52B-17	
	En- eller flerlederkabel montert på en trevegg	C	Tabell 52B-2 kol. 6	Tabell 52B-4 kol. 6	Tabell 52B-3 kol. 6	Tabell 52B-5 kol. 6	70 °C skjerm Tabell 52B-6 105 °C skjerm Tabell 52B-7	Tabell 52B-14	Tabell 52B-17	
	Flerlederkabel i en kabelkanal i jord	D1	Tabell 52B-2 kol. 7	Tabell 52B-4 kol. 7	Tabell 52B-3 kol. 7	Tabell 52B-5 kol. 7	-	Tabell 52B-14	Tabell 52B-19	
	Skjernet enleder eller flerlederkabel direkte i jorden	D2	Tabell 52B-2 kol. 8	Tabell 52B-4 kol. 8	Tabell 52B-3 kol. 8	Tabell 52B-5 kol. 8	-	Tabell 52B-14	Tabell 52B-19	

Tabell 52B-2 – Strømføringsevner i ampere for referanseinstallasjonsmetoder i Tabell 52B-1 – PVC isolert / to belastede ledere / kobber eller aluminium Ledertemperatur: 70 °C / Referanseomgivelsestemperatur: 30 °C i luft, 20 °C i jord

Nominelt leder- tverrsnitt mm ²	Referanseinstallasjonsmetode iht. Tabell 52B-1							
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2	
								
1	2	3	4	5	6	7	8	
Kobber								
1,5	14,5	14	17,5	16,5	19,5	22	22	
2,5	19,5	18,5	24	23	27	27	28	
4	26	25	32	30	36	37	38	
6	34	32	41	38	46	46	48	
10	46	43	57	52	63	60	64	
16	61	57	76	69	85	78	83	
25	80	75	101	90	112	99	110	
35	99	92	125	111	138	119	132	
50	119	110	151	133	168	140	156	
70	151	139	192	168	213	173	192	
95	182	167	232	201	258	204	230	
120	210	192	269	232	299	231	261	
150	240	219	300	258	344	261	293	
185	273	248	341	294	392	292	331	
240	321	291	400	344	461	336	382	
300	367	334	458	394	530	379	427	
Aluminium								
2,5	15	14,5	18,5	17,5	21	22		
4	20	19,5	25	24	28	29		
6	26	25	32	30	36	36		
10	36	33	44	41	49	47		
16	48	44	60	54	66	61	63	
25	63	58	79	71	83	77	82	
35	77	71	97	86	103	93	98	
50	93	86	118	104	125	109	117	
70	118	108	150	131	160	135	145	
95	142	130	181	157	195	159	173	
120	164	150	210	181	226	180	200	
150	189	172	234	201	261	204	224	
185	215	195	266	230	298	228	255	
240	252	229	312	269	352	262	298	
300	289	263	358	308	406	296	336	

MERKNAD – I kolonnene 3, 5, 6, 7 OG 8 er det forutsatt et sirkulært ledertverrsnitt for ledertverrsnitt opp til og med 16 mm². For større ledertverrsnitt er det forutsatt sektorformede ledertverrsnitt, men strømføringsevnene kan trygt anvendes for ledere med sirkulært ledertverrsnitt.

Tabell 52B-14 – Korreksjonsfaktorer for omgivelsestemperaturer forskjellig fra 30 °C
Anvendes for å finne strømføringsevnen for kabler forlagt i luft

Omgivelsestemperatur ^a °C	Isolasjon			
	PVC	PEX eller EPR	Mineral ^a	
			Med PVC-kappe eller uten beskyttelseskappe og utsatt for direkte berøring 70 °C	Uten beskyttelseskappe og ikke utsatt for direkte berøring 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

a For høyere omgivelsestemperaturer må kabelfabrikanten kontaktes.

Tabell 41A - Maksimal utkoblingstid

System	$50V < U_0 \leq 120V$		$120V < U_0 \leq 230V$		$230V < U_0 \leq 400V$		$U_0 > 400V$	
	s		s		s		s	
	AC	DC	AC	DC	AC	DC	AC	DC
TN	0,8	a)	0,4	1	0,2	0,4	0,1	0,1
TT	0,3	a)	0,2	0,4	0,07	0,2	0,04	0,1
IT	0,8	a)	0,4	1	0,3	0,4	0,1	0,1

Hvor overstrømsvern er benyttet til utkobling i TT-systemer og utjevningsforbindelsen for beskyttelsesformål er koblet til alle andre ledende deler i installasjonen, kan de maksimale utkoblingstidene for TN-systemer benyttes.
 U_0 er nominell AC- eller DC-spenning mellom fase og jord.
 For IT-systemer er U_0 nominell AC- eller DC-linjespenning pga. spenningen til jord ved jordfeil på én fase

a) Utkobling kan være nødvendig av andre årsaker enn elektrisk sjokk.

Tabell 53G – Utstyr og tilhørende funksjoner

Produkt	Utstyr				Funksjoner				
	Overstrøms-vern	Kortslutnings-vern	Strømstyrt jordfeilvern	Norm	Overbelastningsbeskyttelse	Kortslutningsbeskyttelse	Beskyttelse mot sumstrømmer	Kun bryting	
Effekt-brytere	X	-	-	NEK EN 60947-2 NEK EN 60898-1 NEK EN 60898-2	X	X	-	-	
Strømstyrt jordfeilvern uten integrert overstrømsbeskyttelse	-	-	X	NEK EN 61008-2-1 NEK EN 62423	-	-	X	-	
Strømstyrt jordfeilvern med integrert overstrømsbeskyttelse	X	-	X	NEK EN 61009-2-1 NEK EN 62423	X	X	X	-	
Effektbrytere med beskyttelse mot sumstrømmer	X	-	X	NEK EN 60947-2:2006, Tillegg B	X	X	X	-	
Modulært strømstyrt jordfeilvern ¹⁾	X	-	X	NEK EN 60947-2:2006, Tillegg M	X	X	X	-	
Effektbrytere med kun momentanutførelse	-	X	-	NEK EN 60947-2:2006, Tillegg O	-	X	-	-	
Sikringer med full bryteevne (gG, gM) ²⁾	X	-	-	NEK EN 60269 serien	X	X	-	-	
Sikringer med delvis bryteevne (aM) ²⁾	-	X	-	NEK EN 60269 serien	-	X	-	-	
Styre- og koblingsutstyr	X	-	-	NEK EN 60947-6-2	X	X	-	-	
Kontaktor	-	-	-	NEK EN 60947-4-1 NEK EN 61095	-	-	-	X	
Overbelastningsrelé	-	-	-	NEK EN 60947-4-1	X	-	-	-	
Bryter eller lastskillebryter	-	-	-	NEK EN 60947-3 NEK EN 60669-2-2 NEK EN 60669-2-2	-	-	-	X	
Bryterelement for overføring	-	-	-	NEK EN 60947-6-1	-	-	-	X	

1) Når benyttet sammen med en effektbryter

2) Omfatter også sikringskombinasjoner i samsvar med NEK EN 60947-3

Vedlegg B

Kabler og vern

Under er den fullstendige framgangsmåten for kabler og vern fram til AC-bussen. Eksempelvis er det tatt kurs 6 (se figur 2.18a). Dette er basert på total effekt for de fire husstandene, noe som er regnet ut i punkt 1. Her er standarden hentet fra NEK400:2018, og verdier er dobbelsjekket underveis. Selve framgangsmåten er hentet fra [44]. Under er det også lagt til forklaringer for alle punktene:

1. Belastningsstrøm (I_B). Belastningsstrømmen er den høyeste strømmen belastningen trekker fra nettet.
2. Størrelsen på vernet (I_n). Størrelsen på vernet (automatsikringen) finner man i produktkatalog.
3. Forlegningsmåte (referanseinstallasjonsmetoder). Ligger kablet skjult eller åpent? Om lederen er montert skjult inne i en vegg blir lederens evne til kjøling liten i forhold til om den ligger åpent. Derfor tåler en åpen forlagt kabel en høyere belastning.
4. Kabelisolasjon. Tabell 52B-2 og 52B-4 gjelder kun for PVC. Dette materialet har en grenseverdi på 70 °C.
5. To eller tre strømførende ledere. Tabell 52B-2 gjelder for to strømførende ledere. Tabell 52B-4 gjelder for tre strømførende ledere.
6. Strømføringsevne (I_Z). Strømføringsevnen er den høyeste strømmen isolasjonen rundt en leder tåler før den tar skade. Strømføringsevnen tar utgangspunkt i en omgivelsestemperatur på 30 °C og at kablet ligger alene.
7. Kabelverrsnitt (mm^2) tabell 52B-2 for to ledere og tabell 52B-4 for tre ledere. For å

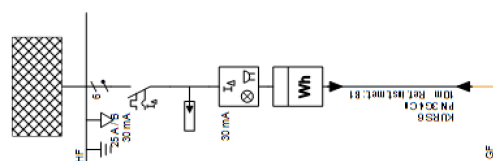
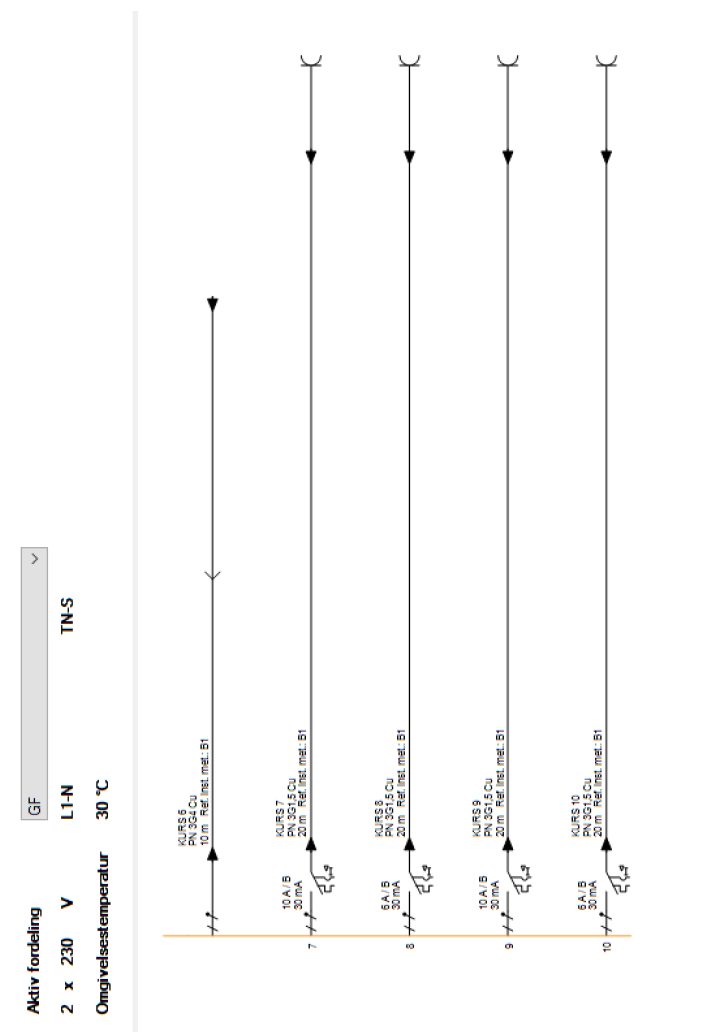
finne kabeltverrsnittet må man holde seg i tabellen hvor man fant strømføringsevnen, og lese det av i kolonne 1.

8. Korreksjonsfaktor for temperatur (henvisning fra tabell 52B-1, kol. 8).
9. Korreksjonsfaktor for antall kabler ved siden av hverandre (Tabell 52B-1, kol. 9).
10. Finner korrigert strømføringsevne.
11. KRAV 1: Sjekker om $I_B \leq I_n$ for tverrsnitt $\leq 4\text{mm}^2$. Om det ikke stemmer, må man gå til punkt 6 for å skrive inn den nye strømføringsevnen. Neste punkt er 7 for å øke tverrsnittet, så videre til punkt 10 for ny korreksjon og 11 for ny kontroll.
12. I NEK400 avsnitt 533.2 er det et særnorsk krav om vernets størrelse og minste tverrsnitt. Uansett hvilket tverrsnitt man har beregnet, må det kontrolleres med dette avsnittet.
13. KRAV 2: Kontrollerer at vernet ikke bruker for lang tid til å løse ut ved overbelastning. Krav 2 sier: $I_n \cdot 1,45 \leq I_Z$ for bolig med tverrsnitt $\leq 4\text{mm}^2$. I_2 forteller hvor stor overstrøm vernet trenger for å løse ut innen en time.
14. Spenningsfall: Kontrollerer at spenningen i enden av kabelen er så høy at belastningen virker som den skal. Hvis spenningsfallet i kabelen blir for stort, er spenningen til belastningen så lav at den får problemer med å fungere slik den skal. Det er anbefalt at spenningsfallet ikke skal være større enn 4% i en bolig.

Finn eller beregn		Verdier		Kommentarer
1	Belastningsstrømmen I_B (A)	$I_B = \frac{P \cdot c_{max}}{U \cdot \cos \varphi} = \frac{4412 \text{ W} \cdot 1,1}{230 \text{ V} \cdot 0,9} = 23,44 \text{ A}$		<ul style="list-style-type: none"> Beregn eller før inn oppgitt verdi. C_{max} er sikkerhetsmargin for strømverdien.
2	Vernets størrelse I_n (A) (Vernets nominelle utløsestrøm)	25 A		<ul style="list-style-type: none"> Se i produktkatalog $I_B \leq I_n$
3	Referanse installasjonsmetode	B1		<ul style="list-style-type: none"> Måten kablen monteres. Se kolonne 1 og 2 i tabell 52B-1.
4	Type kabelisolasjon (PVC vanlig for boliginstallasjon)	PVC		<ul style="list-style-type: none"> Se kolonne 3 og 4 i tabell 52B-1. Gjelder PVC.
5	2 eller 3 ledere i kablen	2-leder		<ul style="list-style-type: none"> Se kolonne 3 i tabell 52B-1.
6	Strømføringsevnen I_z (A) (Tabell 52B-2 eller 52B-4)	32 A (For 4 mm ²) (Tabell 52B-2, kolonne 4)		<ul style="list-style-type: none"> $I_n \leq I_z$ Se kolonne 3 i tabell 52B-1.
7	Kabeltverrsnittet (mm ²) (Tabell 52B-2 eller 52B-4 for tre ledere) NB! Kontroller med rad 12.	4 mm ²		<ul style="list-style-type: none"> Finner I_z på rad 6 ovenfor og finner tverrsnittet i tabell 52B-2 (2-leder).
8	Korreksjonsfaktor for temperatur (Tabell 52B-14)	Omgivelsestemperatur:	Korreksjonsfaktor:	<ul style="list-style-type: none"> Omgivelsestemperatur forskjellig fra 30°C. Beregner en omgivelsestemperatur til 35°C for varme sommerdager i Nepal. Se henvisning i kolonne 8 fra tabell 52B-1.
		35°C	0,94	
9	Korreksjonsfaktor for antall kabler ved siden av hverandre (Tabell 52B-17)	Antall kabler til sammen:	Korreksjonsfaktor:	<ul style="list-style-type: none"> Ser kun for oss 1 kabel fram til hovedfordelingen på AC-bussen. Se henvisning i kolonne 9 fra tabell 52B-1.
		1	1	
10	Ny I_z med korreksjonsfaktorer	32 A · 0,94 · 1 = 30,1 A		<ul style="list-style-type: none"> Multiplisere I_z på rad 6 med korreksjonsfaktorene på rad 8 og 9.
11 A	KRAV 1: Når tverrsnittet er ≤ 4 mm² i en bolig. Er $I_B \leq I_n$ (NEK400:2018 avsnitt 823.433.1)	$I_B \leq I_n$ 23,44 A \leq 25 A	OK? OK	

12	<p>Kontroller med krav. For 2,5 mm² 4 mm².</p> <p>Dette er minstekrav. Tverrsnittet kan bli større avhengig av:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Krav 1 på rad 1. - Krav 2 på rad 13A og 13B - Spenningsfall på rad 14. 	<p>$I_n = 16 \text{ A}$ ÅPEN/SKJULT installasjon : MINIMUM 2,5 mm².</p>	OK:?	
		<p>$I_n = 20 \text{ A}$ SKJULT installasjon: MINIMUM 4 mm².</p>	OK:?	
		<p>$I_n = 25 \text{ A}$ ÅPEN installasjon: MINIMUM 4 mm².</p>	OK:? OK	
13	<p>KRAV 2</p> <p>Når tverrsnittet er $\leq 4 \text{ mm}^2$.</p> <p>Er $I_2 \leq I_Z$</p> <p>(NEK 400:2018 avsnitt 433.1)</p>	<p>$I_n \cdot 1,45 \leq I_Z$</p> <p>$36,25 \leq 30,1$</p>	<p>OK?</p> <p>OK</p>	<ul style="list-style-type: none"> • I_2 er hvor høy strøm vernet må ha for å løse ut på 1 time. • I_2 fås fra leverandørens produktkatalog.
14	<p>Spenningsfall i kabelen</p> $R_L = \frac{\rho \cdot l \cdot 2}{A} =$ <p>$\Delta U = I_n \cdot R_L$ eller $\Delta U = I_B \cdot R_L$</p> <p>(NEK 400:2018 avsnitt 525)</p>	$R_L = \frac{0,0175 \cdot 10 \cdot 2}{4} = 0,0875 \Omega$ <p>$\Delta U = 25 \cdot 0,0875 = 2,19 \text{ V}$</p>	<p>OK?</p> <p>OK</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Er spenningen høy nok for at belastningen skal fungere? • Forenklet formel for en- og tofase. Fullstendig formel i NEK 400:2018 tillegg 52F.

FEBDOK



Figur B.1: Enlinje-skjema av kabler og vern i systemet fra FEBDOK.

Oppstrøms nett og første fordeling

Velg type strømforsyning

Første lavspenningsfordeling

Oppstrøms nett

Ok Avbryt

Første lavspenningsfordeling

Identifikasjon: HF

Beskrivelse: Fra transformatoren til sikringskapet

Dim. basis: NEK 400:2018

Fordelingssystem: TN-S

Fasekobling: L1-N

Fordeling beregnet for: Sakkyndig betjening

Temperatur i fordelingen: 30 °C

lb: 21,3 A

Cos ϕ : 0,9

Pn: 4,4 kW

Sn: 4,89 kVA

Un: 230 V

Jordelektrode: Uspesifisert

Utjevningsforbindelse:

Overspenningsvern

Montert:

Frekvens: 50 Hz

Spenningsfallsberegninger

Navn på fordeling som spenningsfall skal beregnes fra: HF

Varslingsgrense for spenningsfall totalt: 5,0 %

Varslingsgrense for spenningsfall fordelinger: 3,0 %

Berytt sammenlagret strøm ved beregning av spenningsfall:

Figur B.2: Valg av type strømforsyning.

Utforming og beskyttelse

Ok Avbryt

Identifikasjon: KURS 6

Referanseinstallasjonsmetode: B1 - Erledere i rør (kanal), åpent

Ingen parallelle kurser

Omgivelsestemperatur: 35 °C

Annen korreksjonsfaktor: 1

Lengde: 10 m

Fabrikat: Standard

Kabeltype/ledertøsning: PN 3G4 Cu

Strømføringsevne, Iz: 29,9 A

Laststrøm, Ib: 21,3 A

Spenningsfall

Til belastning: 0,93 %

Til siste fordeling: 0 %

Langs kabel/skinne: 1,02 %

Maksimal kabel/skinne lengde: 32,5 m

Spenning ved belastning: 227,9 V

Un for belastningen: 230 V

Tap i kabel/skinne: 0,05 kW

Valg av kabel

Data

Figur B.3: Kurs 6.

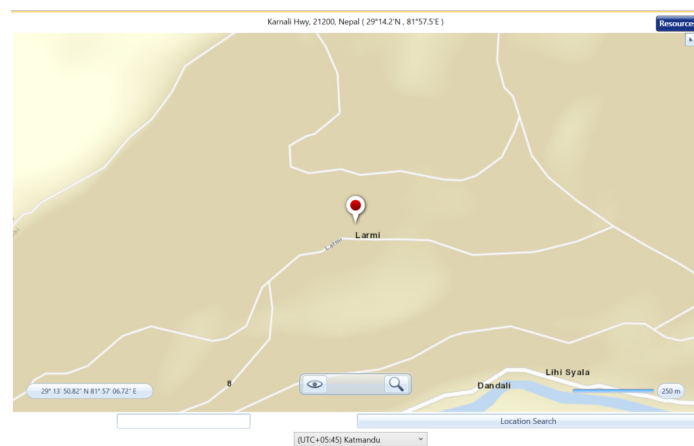
Vedlegg C

Fremgangsmåte for simulering i Homer Pro

Dette vedlegget beskriver fremgangsmåten brukt for simulering av mikrogridet i Homer Pro. Målet med dette vedlegget er at systemet skal kunne testes ut av andre.

Oppstart

Det første man gjør ved oppstarten av et nytt prosjekt i Homer er at man må velge en lokasjon for systemet som skal bygges. Koordinatene er hentet fra Google Earth. Dette er gjort i bilde C.1. Riktig valg av lokasjon er viktig da Homer lager syntetiserte værdata for å verifisere at systemet vil fungere som planlagt. Koordinatene for landsbyen ligger på $29^{\circ}13'50''\text{N}$ $81^{\circ}57'07''\text{Ø}$.

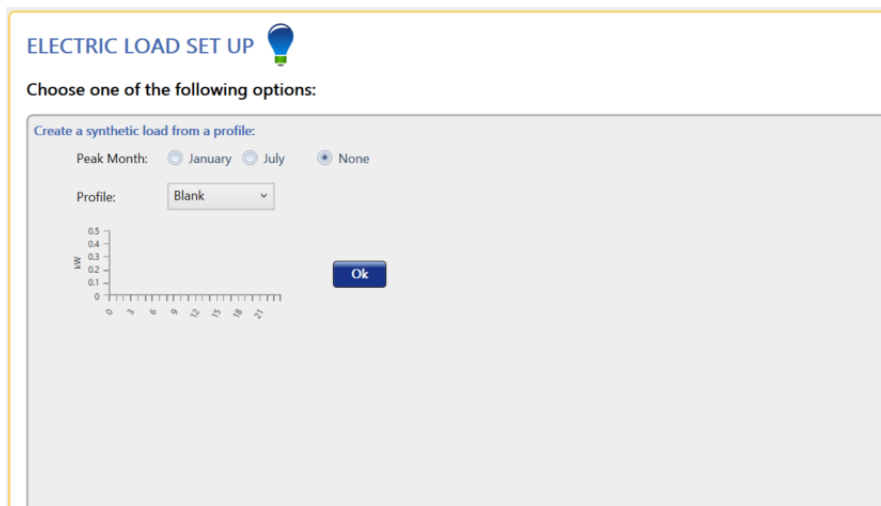


Figur C.1: Valg av lokasjon.

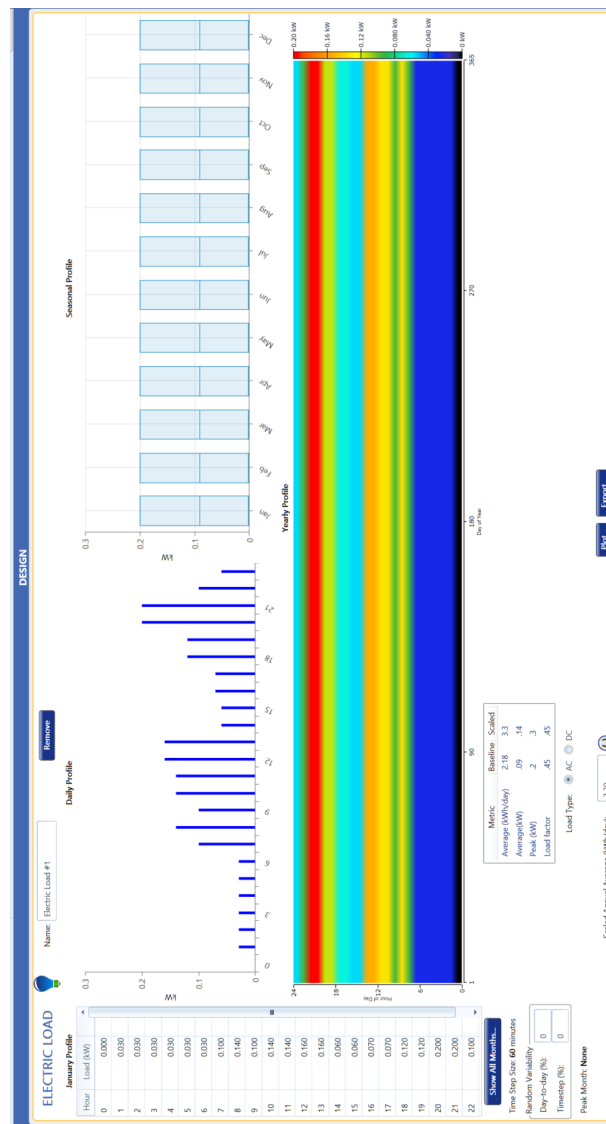
Valg av last

Neste steg vil være å legge til en elektrisk last. Alle fire husstandene er samlet under samme last, da et enkelt hus i seg selv bruker relativt lite. For å gjøre dette velger man *Add a load*, så velges en profil som er blank som vist på bilde C.2.

Trykker så *ok* og kommer inn i fanen der man skal lage selve lastprofilen. De to lastprofilene i figurene 4.1a og 4.1b ble summert sammen for hver enkelt time og ganget dette med to for fire hus. Etter å ha ført inn omtrentlig verdi for hver enkelt time som vist i figur C.3 har man muligheten til å skalere opp det daglige forbruket. Hadde her en baseline på $2,18 \frac{kWh}{dag}$, men skalerte dette opp til $3,3 \frac{kWh}{dag}$. Det er også en mulighet å legge inn forskjellige lastverdier for de forskjellige månedene. Har her kun målinger for ett døgn og energien skal ikke brukes til oppvarming. Disse målingene blir de samme verdiene brukt for alle månedene i året.



Figur C.2: Valg av last.



Figur C.3: Skalert lastprofil.

Omformer

Det neste steget er valg av omformer. Homer bruker en toveis omformer i sitt system. Denne står mellom AC- og DC-bussen. Valgte å ta en standard omformer som ligger inne på 6 kW. I og med at denne omformeren kan omforme fra AC til DC og omvendt må man ha to separate virkningsgrader, begge disse ble satt til 85% da det var det samme som omformeren fra tidligere.

Costs

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
6	\$1,500.00	\$1,500.00	\$0.0

Click here to add new item

Multiplier: [] [] []

Inverter Input

Lifetime (years): [15.00] []

Efficiency (%): [85.00] []

Parallel with AC generator?

Rectifier Input

Relative Capacity (%): [100.00] []

Efficiency (%): [85.00] []

Capacity Optimization

HOMER Optimizer™

Search Space

Size (kW)

0

6

Figur C.4: Valg av omformer.

Batteri

Homer har en stor samling av forskjellige typer batterier. De hadde ikke akkurat det batteriet som ble regnet ut for hånd, men et batteri med spenning på 12V og kapasitet på 201 Ah, som er relativt nærme. Det siste man legger inn er antall batterier per string. Satte det til fire og får en spenning på 48V. Satte en maks utladning på batteriene til 50%. Pris erh også en variabel som brukes i simuleringene. Alt dette er vist i figur C.5.

Add/Remove
BAE SECURA SOLAR 12 V 3 PVS 210

STORAGE

Properties

Kinetic Battery Model
 Nominal Voltage (V): 12
 Nominal Capacity (kWh): 2.41
 Maximum Capacity (Ah): 201
 Capacity Ratio: 0.245
 Rate Constant (1/h): 2.09
 Roundtrip efficiency (%): 85
 Maximum Charge Current (A): 68.4
 Maximum Discharge Current (A): 342
 Maximum Charge Rate (A/Ah): 1

Name: BAE SECURA SOLAR 12 V | Abbreviation: BAE 12

Cost

Quantity	<input type="text" value="1"/>	Capital (\$)	<input type="text" value="400.00"/>	Replacement (\$)	<input type="text" value="400.00"/>	O&M (\$/year)	<input type="text" value="0.00"/>
Lifetime		throughput (kWh):		time (years):			
			<input type="text" value="2,830.00"/>	<input type="text" value="18.00"/>			

Sizing

HOMER Optimizer™

Search Space

#
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

Site Specific Input

String Size: Voltage: 48.00 V

Initial State of Charge (%):

Minimum State of Charge (%):

Figur C.5: Valg av batteri for simulering.

Solceller

For å legge til solceller i systemet trykker man på *components* på verktøylinjen øverst, så på PV. Da får man mulighet til å velge mellom mange forskjellige solcellepaneler fra forskjellige produsenter. Fant et solcellepanel med en W_{peak} på 360 W som er utgangspunktet tidligere i oppgaven. Til høyre i figur C.6 ser man antall Kw for 1-9 solceller. Dette er for at Homer skal teste hvor mange solceller mikrogridet trenger. Derating factor skal kompensere for ting som skygge, tap i omformer og andre diverse tap. Derating factor finnes ved å multiplisere alle de faktorene kompensert med i kapittel 4.3. Formel for *derating factor* er hentet fra Homer Pro.

$$Derating\ factor = \eta_{omformer} \cdot Tap_{skygge} \cdot Tap_{varme} \cdot Tap_{regnsesong} \quad (C.1)$$

$$Derating\ factor = 0,85 \cdot 0,75 \cdot 0,95 \cdot 0,7 \approx 0,42 \quad (C.2)$$

Vindturbin

For å sette inn en vindturbin i systemet går man i *components* på verktøylinjen helt øverst. Trykker man på den får man opp en fane som er relativt lik som den for solceller. Her kan man velge hvilken vindturbin man ønsker å bruke, pris og antall turbiner man vil at Homer skal teste ut. Valgt turbin er basert på utregningen i likning 4.29. Turbinen dekker et areal på $21,6\ m^2$. Turbinen heter AWS HC 5.1 kW og har en nominell produksjon på 5,1 kW fra rundt $11\ \frac{m}{s}$ vind og en maks produksjon på 5,7 kW. Fant ikke prisen på denne turbinen, men la inn prisen for en lignende turbin med samme utgangseffekt. Levetiden på turbinen ligger inne på 20 år og turbinen skal stå 12 meter over bakken. Det finnes også en mulighet for å legge inn flere forskjellige vindturbiner i simuleringen så kjører Homer simuleringen, så får man ut det systemet som er det rimeligste. Utklipp fra Homer ved valg av vindturbin ligger i figur C.8

Simulering av systemet

Ved å trykke på *Calculate*-knappen oppe i høyre hjørne så starter Homer å simulere alle de forskjellige systemene. Systemer med bare vind eller sol og en blanding av sol og vind blir simulert. Systemet blir simulert over et helt år ved hjelp av værdata. For å se at det rimeligste systemet Homer kommer fram til også tilfredsstiller krav om maksimal utladning av batterier, nok produksjon av energi, og antall dager batteribanken kan forsyne systemet uten produksjon av energi. Hvis man trykker på *results* oppe i verktøylinjen vil man få tilgang til alle de mulige systemene. Ut fra disse kan man blant annet se hvor mye energi systemet produserer på ett år

Add/Remove

LONGi Solar LR6-72PH

Name:

LONGi Solar LR6-72PH

Abbreviation:

LR6-72I

Remove
Copy To Library

Properties

Name: **LONGi Solar LR6-72PH**
 Abbreviation: **LR6-72PH**
 Panel Type: **Flat plate**
 Rated Capacity (kW): **3.24**
 Temperature Coefficient: **-0.26**
 Operating Temperature (°C): **47**
 Efficiency (%): **19.1**
 Manufacturer: **LONGi Solar Technology Co., Ltd.**
<https://www.lertti.com/>
 Notes:
PERC. 26.5 kg. Footprint - 1.938396 m2.

Cost

Capacity (kW)	390.00	Replacement (\$)	0.00
Lifetime		time (years):	25.00
Capital (\$)	390.00	OSM (\$/year)	0.00

[More...](#)

Sizing

HOMER Optimizer™
 Search Space

KW	0
	0.36
	0.72
	1.08
	1.44
	1.8
	2.16
	2.52
	2.88
	3.24

Site Specific Input

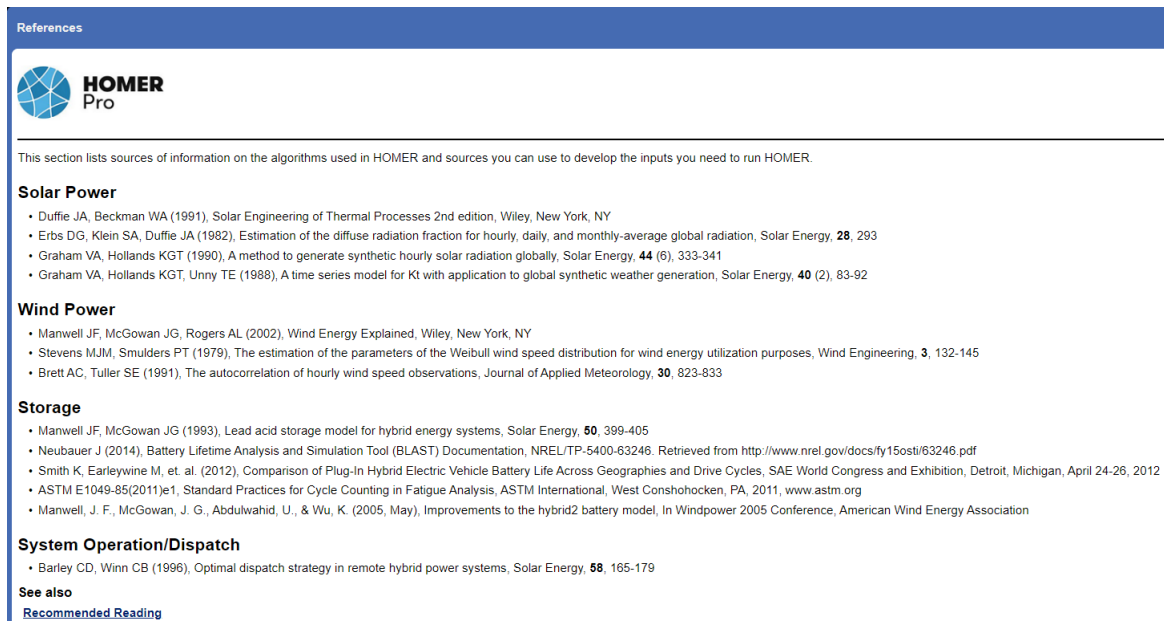
Derating Factor (%):

Electrical Bus: AC DC

[Advanced...](#)

Figur C.6: Valg av solceller

og hvor mye energi batteriene har igjen til enhver tid. Resultatene fra disse simuleringene er presentert i kapittel 4.5.



Figur C.7: *Samling av algoritmene som brukes for å simulere Homer Pro [64].*

DESIGN

Advanced...

WIND TURBINE

Properties

Name: **AWS HC 5.1kW Wind Turbine**

Abbreviation: **AWS5.1KW**

Rated Capacity (kW): **5.1**

Manufacturer: **AWS**

[Brochure for AWS.HC](#)

Notes:
5.24m rotor diameter

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$5,500.00	\$0.0	\$20.00

Click here to add new item

Quantity Optimization

HOMER Optimizer™
 Search Space
 Advanced

Site Specific Input

Lifetime (years): Hub Height (m): Consider ambient temperature effects?

Electrical Bus: AC DC

[Advanced...](#)

Figur C.8: Valg av vindturbin.

Vedlegg D

Datablad komponenter

DC/AC-omformer

I vedlegg D.1 er fullstendig datablad for en DC/AC-omformer som passer til systemet og er ment som et forslag [60].

4 Technical data		0712	0724	1024	1524	1548	2024	2048	3024	3048	4048	4096	5048	5096	6048	6096	
MODEL		0712	0724	1024	1524	1548	2024	2048	3024	3048	4048	4096	5048	5096	6048	6096	
Rated capacity		1000VA		1500VA		2000VA		3000VA		5000VA		6000VA		7000VA		8000VA	
Rated Power load		700W		1000W		1500W		2000W		3000W		4000W		5000W		6000W	
Input	DC input	DC10.5-15V(12V)/DC21-30V(24V)/DC42-60V(48V)/DC84-120V (96V)															
	AC input voltage(Vac)	190-275VA															
	Frequency (Hz)	50/60Hz±5% Auto)															
Output	Voltage	220V/230V240V/110V±3%															
	Frequency	50/60Hz±5%															
	Wave form	Pure sine wave															
	Transfer efficiency	≥85% (full load)															
	Wave form distortion factor	≤3%															
	Output power load factor	≥0.8(> 30% Load)															
Protection	Overload capacity	105-120% 30S;120-150% 10S;>150% 5S															
	Low voltage	DC10.5V(12V)/DC21V(24V)/DC42(48V)/DC84V , Alarm and shut down															
	High temperature	85° Auto shut-down after alarm															
	Short-circuit	Automatic shut-down															
	Over voltage	DC17V(12V)/DC33V(21V)/DC66(48V)/DC128V , Auto shut-down after alarm															
Grid charge	Charge current	0-30A adjust															
Function	Setting	Chiese&English optional, Time&date setting, Contrast, Brightness, Sound, Voltage switch, Grid charge, Clear records, Reset															
	Work Mode (Optional)	Grid first/battery first//standby mode															
	LCD display	Record (Fault Record) , system information															
Others	Switch time	≤4mS															
	Cooling method	fan															
	Noise[dBA]	<60															
	Work Temperature(°C)	-10 ~ 50															
	Environment Humidity	10% ~ 90%(No condensation)															
Working elevation(M)	<3000 (>1000m,Derating)																

Figur D.1: Datablad for DC/AC-omformer. ATO-OGI Series 6 kW Model 6048/6096.

Solceller

REC ALPHA SERIES

PRODUCT DATASHEET

Measurements in mm [in]

CERTIFICATIONS

IEC 61215:2016, IEC 61730:2016, UL 1703, UL 61730	
IEC 62804	PID
IEC 61701	Salt Mist
IEC 62716	Ammonia Resistance
ISO 11925-2	Ignitability (Class E)
IEC 62782	Dynamic Mechanical Load
IEC 61215-2:2016	Hailstone (35mm)
AS4040.2 NCC 2016	Cyclic Wind Load
ISO 14001:2004, ISO 9001:2015, OHSAS 18001:2007	

WARRANTY

20 year product warranty
25 year linear power output warranty
Maximum annual power degradation of 0.25% p.a.
Guarantees 9.2% of power after 25 years
See warranty conditions for further details.

MECHANICAL DATA

Dimensions: 1721 x 1016 x 30 mm
Area: 1.75 m²
Weight: 19.5 kg

MAXIMUM RATINGS

Operational temperature: -40 ... +85°C
Maximum system voltage: 1000 V
Design load (+): snow 4666 Pa (475 kg/m²)*
Maximum test load (+): 7000 Pa (713 kg/m²)*
Design load (-): wind 2666 Pa (272 kg/m²)*
Maximum test load (-): 4000 Pa (407 kg/m²)*
Max series fuse rating: 25 A
Max reverse current: 25 A

TEMPERATURE RATINGS*

Nominal Module Operating Temperature: 44°C (±2°C)
Temperature coefficient of P_{mp}: -0.26%/°C
Temperature coefficient of V_{oc}: -0.24%/°C
Temperature coefficient of I_{sc}: 0.04%/°C

LOW LIGHT BEHAVIOUR

Typical low irradiance performance of module at STC:

GENERAL DATA

Cell type:	120 half-cut cells with REC heterojunction cell technology 6 strings of 20 cells in series	Junction box:	3-part, 3 bypass diodes, IP67 rated in accordance with IEC 62790
Glass:	3.2 mm solar glass with anti-reflection surface treatment	Cable:	4 mm ² solar cable, 1.0 m + 1.2 m in accordance with EN 50618
Backsheet:	Highly resistant polymeric construction	Connectors:	Stäubli MC4PV-KB14/KST4 (4mm ²) in accordance with IEC 62852 IP68 only when connected
Frame:	Anodized aluminum (black)	Origin:	Made in Singapore

ELECTRICAL DATA @ STC Product Code: RECxxxAA

	360	365	370	375	380
Nominal Power - P _{mp} (Wp)	360	365	370	375	380
Watt Class Sorting - (W)	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5
Nominal Power Voltage - V _{mp} (V)	37.7	38.0	38.3	38.7	39.0
Nominal Power Current - I _{mp} (A)	9.55	9.60	9.66	9.72	9.76
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	44.1	44.3	44.5	44.6	44.7
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	10.23	10.26	10.30	10.40	10.46
Panel Efficiency (%)	20.6	20.9	21.2	21.4	21.7

Values at standard test conditions (STC: air mass AM 1.5, irradiance 1000 W/m², temperature 25°C), based on a production spread with a tolerance of P_{mp}, V_{oc}, I_{sc} ±3% within one watt class. *Where xxx indicates the nominal power class (P_{mp}) at STC above.

ELECTRICAL DATA @ NMOT Product Code: RECxxxAA

	274	278	282	286	290
Nominal Power - P _{mp} (Wp)	274	278	282	286	290
Nominal Power Voltage - V _{mp} (V)	35.5	35.8	36.1	36.4	36.7
Nominal Power Current - I _{mp} (A)	7.71	7.76	7.80	7.85	7.88
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	41.6	41.7	41.9	42.0	42.1
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	8.26	8.29	8.32	8.40	8.45

Nominal module operating temperature (NMOT: air mass AM 1.5, irradiance 800 W/m², temperature 20°C, windspeed 1 m/s). *Where xxx indicates the nominal power class (P_{mp}) at STC above.

Founded in Norway in 1996, REC is a leading vertically integrated solar energy company. Through integrated manufacturing from silicon to wafers, cells, high-quality panels and extending to solar solutions, REC provides the world with a reliable source of clean energy. REC's renowned product quality is supported by the lowest warranty claims rate in the industry. REC is a BlueStar Ekem company with headquarters in Norway and operational headquarters in Singapore. REC employs around 2,000 people worldwide, producing 1.5 GW of solar panels annually.

www.recgroup.com

Figur D.2: Datablad solceller [65].

Vindturbin



MODEL	AWS—HC 5.1kW
RATED OUTPUT	5100W
RATED WIND SPEED m/s / mph	11 / 25
PEAK OUTPUT	5700W
CUT IN m/s / mph	2.7 / 6
YAW SYSTEM	Passive by tail Vane
YAW / TOWER CABLE	N x 360° Freedom
GENERATOR	PM 3 phase alternator (variable speed)
INSULATION CLASS & EFFICIENCY	Class "H" > 87%
STATOR SKEW	1 slot pitch
MAX STATOR CORE TEMPERATURE	180°C
POLES	16
RPM—50hz/60hz	375 / 450
OVER SPEED LIMIT RPM / Hz	525 / 70
MONTHLY KWH 10mph / 4.5 m/s PLF %	500 kWh (18%)
MONTHLY KWH 12mph / 5.4 m/s PLF (%)	900 kWh (25%)
ROTOR DIAMETER	5.24m / 17.20ft
NUMBER OF BLADES	3
BLADE MATERIAL & COMPOSITION	Carbon fibre composite ~ 0.37
SWEPT AREA	21.4 sq.m / 230 sq.feet
MINIMUM TIP CLEARANCE cm / in	36 / 14
TIP SPEED RATIO (TSR)	8.5
LATERAL THRUST (MAX)	4200 nts
GOVERNOR / OVER SPEED LIMIT	Uptilt tilt (Hydraulic assisted)
GOVERN SPEED	27mph
GOV. SHUT-DOWN / OPTIONAL STOP	Electro-dynamic Switch
UNIT WEIGHT (TOWER TOP)	99Kg
TOWER TOP PIPE / YAW ADAPTOR	P 2.5" Shd 40
VOLTAGE OPTIONS	48 LV / 60—240 HV / 380—440 EHV
ELECTRONIC CONTROLLER	Incl. but separate
WARRANTY	2 years
OPERATING LIFE	20 years
SURVIVAL WIND SPEED	55 m/s
SUGGESTED ROUTINE MAINTENANCE	Annual inspection



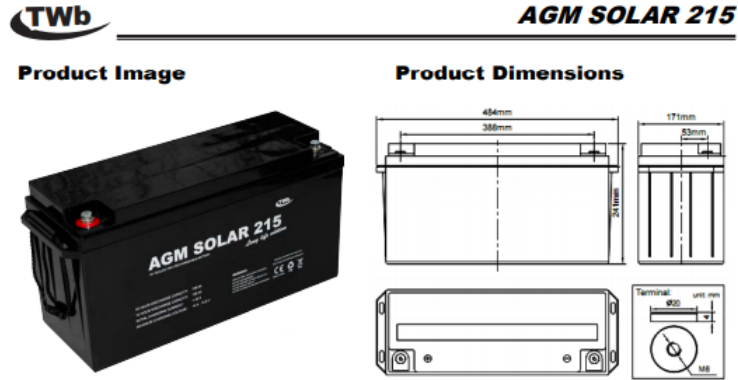
Phone: 1300 736 458

Email: admin@australianwindandsolar.com

Website: australianwindandsolar.com

Figur D.3: Datablad vindturbin [66].

Batteri



Characteristics

Nominal Voltage		12V
Nominal Solar Capacity (100 hour rate)		215Ah
Capacity 25°C (77°F)	20 hour rate (13.6A)	165Ah
	5 hour rate (24A)	120Ah
	1 hour rate (88.3A)	88.3Ah
	Internal Resistance	Full Charged Battery 25°C ≤3.5mΩ
Capacity affected by Temperature (10 hour)	40°C (104°F)	102%
	25°C (77°F)	100%
	0°C (32°F)	85%
	-15°C (5°F)	65%
Self-Discharge 25°C (77°F) Capacity	after 3 month storage	90%
	after 6 month storage	80%
	after 12 month storage	62%
Charge (Constant Voltage) 25°C (77°F)	Float	Initial Charging Current Less than 30A Voltage 13.6-13.8V
	Cycle	Initial Charging Current Less than 30A Voltage 14.4-14.9V

Packaging

Battery Dimensions	Length	484mm
	Width	171mm
	Height	241mm
	Total Height	241mm
Box Dimensions	Length	499mm
	Width	185mm
	Height	299mm
Quantity Per Box		1 PC per box
Net weight Per Cell		44 kg±400g
Net weight Per Box		44kg
Gross Weight		44.8kg

Discharge Constant Current per Cell (Amperes at 77°F 25°C)

F.V/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V	380.0	236.4	196.0	138.4	99.3	88.3	54.6	37.4	25.4	16.8	15.0	8.2
1.65V	373.1	232.1	192.4	135.9	97.5	86.7	53.6	36.7	25.0	16.5	14.7	8.1
1.70V	366.2	227.8	188.8	133.3	95.7	85.1	52.6	36.0	24.5	16.1	14.4	7.9
1.75V	359.3	223.5	185.3	130.8	93.9	83.4	51.6	35.4	24.0	15.8	14.1	7.8
1.80V	345.4	214.9	178.2	125.8	90.3	80.2	49.6	34.0	23.1	15.2	13.6	7.5

Discharge Constant Power per Cell (Watts at 77°F 25°C)

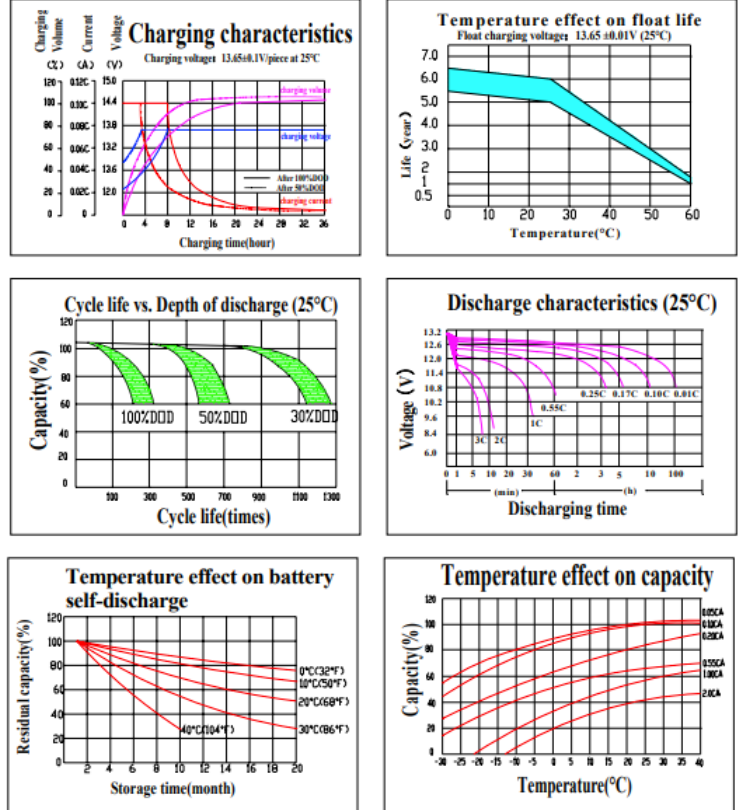
F.V/Time	5min	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V	731.5	455.0	377.3	266.4	191.2	169.9	105.1	72.0	49.0	32.3	28.8	15.8
1.65V	718.2	446.7	370.4	261.5	187.7	166.8	103.2	70.7	48.1	31.7	28.3	15.6
1.70V	704.9	438.5	363.5	256.7	184.3	163.7	101.3	69.4	47.2	31.1	27.8	15.3
1.75V	691.6	430.2	356.7	251.9	180.8	160.6	99.4	68.1	46.3	30.5	27.2	15.0
1.80V	665.0	413.6	343.0	242.2	173.8	154.5	95.6	65.5	44.5	29.3	26.2	14.4

Note The above data are average values, and can be obtained within 3 charge/discharge cycles. These are not minimum values. Cell and battery designs/specifications are subject to modification without notice. Contact TWb for the latest information. Type NP150-12

Figur D.4: Datablad batteri [67].

TWb **AGM SOLAR 215**

Performance Characteristics



Battery Construction

Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Si-Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

Note The above data are average values, and can be obtained within 3 charge/discharge cycles. These are not minimum values. Cell and battery designs/specifications are subject to modification without notice. Contact **TWb** for the latest information.

Figur D.5: Batterikurver

Batterikontrollere

Batterikontroller case 1

SmartSolar Charge Controller	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V)			
Rated charge current	60A	70A	85A	100A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Max. PV short circuit current 2)	35A (max 30A per MC4 conn.)		70A (max 30A per MC4 conn.)	
Maximum PV open circuit voltage	250V absolute maximum coldest conditions 245V start-up and operating maximum			
Maximum efficiency	99%			
Self-consumption	Less than 35mA @ 12V / 20mA @ 48V			
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge algorithm	multi-stage adaptive			
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protection	Battery reverse polarity (fuse, not user accessible) PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature			
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)			
Humidity	95%, non-condensing			
Data communication port	VE.Direct or Bluetooth			
Remote on/off	Yes (2 pole connector)			
Programmable relay	DPST AC rating: 240VAC / 4A DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC			
Parallel operation	Yes (not synchronized)			
ENCLOSURE				
Colour	Blue (RAL 5012)			
PV terminals 3)	35 mm ² / AWG2 (Tr models) Two sets of MC4 connectors (MC4 models 250/60 and 250/70) Three sets of MC4 connectors (MC4 models 250/85 and 250/100)			
Battery terminals	35 mm ² / AWG2			
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)			
Weight	3 kg		4,5 kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 185 x 250 x 95 MC4 models: 215 x 250 x 95		Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
STANDARDS				
Safety	EN/IEC 62109-1			
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power to the stated maximum. 1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1V. 2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller in case of reverse polarity connection of the PV array. 3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels. Maximum current per MC4 connector: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)				

Figur D.6: Batterikontroller case 1 [68].

Batterikontroller case 2

PERFORMANCE FEATURES			
Product Model	WWS20-48-N01	WWS30-48-N01	WWS50-48-N01
Supplied with Dump Box	YES	YES	YES
Rated Battery Voltage	48V	48V	48V
Rated Wind Turbine Input Power	2kW	3kW	5kW
Maximum Wind Turbine Input Power	3kW	4.5kW	7.5kW
Wind Turbine Brake Current	42A	63A	105A
Rated Solar Input Power	900W	900W	1500W
Floating Charging Voltage	58V	58V	58V
Display Mode	LCD		
Quiescent Current	≤20mA		
Ambient Temperature & Humidity	-20~+55°C/35~85%RH (Without Condensation)		
Communication Mode (Optional)	RS232、RS485、RJ45、GPRS (optional)		
Temperature Compensation Function (Optional)	-4mV/°C/2V, -35°C- +80°C, Precision: ±1°C		
Dimension Controller	480×370×220	480×370×220	490×470×220
Dimension Dump	490x470x220	580x480x220	770x390x180
Net Weight Controller	10kg	10kg	12kg
Net Weight Dump	13kg	16kg	20kg
Low volt charge function	Ability to charge a 48V system whilst the wind output is as low as 8V		
Communication	RS485 communications outlet		
AWS Wind & Solar Controllers are factory adjustable to specific user requirements			

Figur D.7: Batterikontroller og dump load: Case 2 [69].